



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica

Escuela Profesional de Ingeniería Geológica

**Evaluación geológica de la formación salina Mogollón
del Yacimiento de hidrocarburos Mirador Sur - Lote III,
cuenca Talara por interpretación de métodos eléctricos
desarrollados en los 18 pozos existentes**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniera Geóloga

AUTOR

Fabiola Wendy CASTRO FERNÁNDEZ

ASESOR

Tomás Ezequiel GALLARDAY BOCANEGRA

Lima, Perú

2017



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Castro, F. (2017). *Evaluación geológica de la formación salina Mogollón del Yacimiento de hidrocarburos Mirador Sur - Lote III, cuenca Talara por interpretación de métodos eléctricos desarrollados en los 18 pozos existentes*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, Escuela Profesional de Ingeniería Geológica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA
Escuela Profesional de Ingeniería Geológica

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO GEÓLOGO

En el Salón de Grados y Títulos de la Escuela Profesional de Ingeniería Geológica de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, el día viernes 07 de julio del año 2017, siendo las 18:30 horas, en presencia de los señores docentes designados como miembros del Jurado Calificador:

Ing. EDWIN MENDIOLAZA BASALDÚA
Ing. MANUEL ELESCANO YUPANQUI
Mg. CIRO SERGIO BEDIA GUILLEN

(Presidente de Jurado)
(Miembro de Jurado)
(Miembro de Jurado)

Reunidos para el acto académico público de colación de la Tesis de la Bach. **FABIOLA WENDY CASTRO FERNÁNDEZ**, quien sustentará la Tesis titulada: **«EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN DEL YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS MIRADOR SUR-LOTE III, CUENCA TALARA POR INTERPRETACIÓN DE MÉTODOS ELÉCTRICOS DESARROLLADOS EN LOS 18 POZOS EXISTENTES»**, para la obtención del Título Profesional de Ingeniero Geólogo.

Los miembros del Jurado, escuchada la colación respectiva, plantearon al graduando las observaciones pertinentes, que fueron absueltas a:

A satisfacción del Jurado

El Jurado procedió a la calificación, cuyo resultado fue:

Aprobado por Unanimidad con nota Catorce (14).

Habiendo sido aprobada la Sustentación de Tesis por el Jurado Calificador, el Presidente recomienda que la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, proponga se le otorgue el **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO GEÓLOGO** a la Bach. **FABIOLA WENDY CASTRO FERNÁNDEZ**.

Siendo las 19:30 horas se dio por concluido el acto académico, expidiéndose dos (02) Actas Originales de la Sustentación de la Tesis.

Ciudad Universitaria, 07 de julio del 2017

Ing. EDWIN MENDIOLAZA BASALDÚA
PRESIDENTE DE JURADO

Ing. MANUEL ELESCANO YUPANQUI
MIEMBRO DE JURADO

Mg. CIRO SERGIO BEDIA GUILLEN
MIEMBRO DE JURADO

Dr. TOMÁS EZEQUIEL GALLARDAY BOCANEGRA
ASESOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de manera especial a mi madre pues ella fue el principal cimiento para la construcción de mi vida profesional, sentó en mí las bases de la responsabilidad y deseo de superación.

Gracias Dios por concederme la mejor de las madres.

A mi madrina, a mi tía y a mi abuelita que son personas que me han ofrecido el amor y la calidez de la familia a la cual amo.

AGRADECIMIENTOS

Mi más profundo agradecimiento y reconocimiento a mi asesor el Dr. Tomás E. Gallarday Bocanegra de la Escuela de Ingeniería Geológica, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, por haberme orientado, brindado sugerencias, todo su apoyo y paciencia durante el desarrollo del presente trabajo.

Al Ing. Gamaniel Portela, Geólogo en GMP por sus sabios consejos quien supo inculcarme pasión por la Geología de los Hidrocarburos.

Al Ing. Javier Portugal, Reservoirista encargado del Lote III en GMP por su confianza, constante enseñanza y amplio conocimiento para el desarrollo del trabajo.

Mi agradecimiento muy especial también a la corporación Graña y Montero Petrolera, en especial al Ing. José Luis Pisconte, Ing. Richard Zapata, Ing. William García e Ing. Carlos Morales por sus valiosos consejos y enseñanzas.

Al profesor Asociado Rigoberto Sanabria Castro de la Universidade Estadual do Norte Fluminense- Río de Janeiro Brasil, por brindarme sus observaciones y guiarme con sus ideas a que este proyecto se llegue a concretar.

A todos mis profesores de las cuales tengo presente sus enseñanzas en especial al Ing. Edwin Mendiola por haberme brindado sus observaciones.

RESUMEN

La presente Tesis tiene como objetivo optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, para lo cual se realizó la evaluación geológica de las arenas de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur para determinar las reservas recuperables económicamente.

El yacimiento de hidrocarburos Mirador Sur se encuentra ubicado al Suroeste del Lote III, en el distrito de Miramar, Provincia de Talara, Departamento de Piura al Noroeste del Perú. Se ubica en la parte sur de la Cuenca Talara y sus límites geográficos son: hacia el Norte con el yacimiento Mirador y San Luis hacia el sur con Lote XIII-A de Olympic al este con el Lote XIII-A de Olympic igual y al Oeste con el Océano Pacífico.

Las formaciones que encontramos en el área son: Mirador, Chira, Verdún, Lutitas de Talara, Pariñas, Palegreda, Salina Mogollón, Balcones, Redondo y Amotape. Las formaciones consideradas como reservorios el Lote III son las formaciones Salina Mogollón y Amotape, sin embargo para este Yacimiento es considerada formación reservorio sólo Salina Mogollón.

La formación Salina Mogollón consiste en areniscas gris verdosa, micácea, se caracteriza por tener partes muy calcáreas; está integrada por un número de arenas desde la arena número 2 a la 18, constituyendo 16 reservorios independientes en la que se ha logrado caracterizar sólo hasta la fecha la arena 13, ya que es la más representativa por su mayor contenido de hidrocarburo. El intenso fallamiento del área determina que la formación Salina Mogollón tenga una distribución de fluidos muy complicada ya que las fallas actúan

como sellos en algunos casos. Su ambiente de deposición es fluvial, con alta energía y gran transporte.

Estructuralmente el Yacimiento Mirador Sur está afectado por eventos tectónicos extensionales que originan fallas normales.

Se realizó el análisis estructural en base a la estratigrafía de la zona, para esto fue necesario usar registros eléctricos y litológicos de cada pozo. En base a los resultados de la interpretación estructural del área se determinó bloques favorables para la perforación de pozos, bloque C, B y D respectivamente con posibilidades de encontrar hidrocarburos. La formación Salina Mogollón es una de las formaciones más productivas de las cuales se han extraído grandes cantidades de petróleo en la cuenca Talara. Esta situación es comprobada con el análisis petrofísico que presenta (Porosidad 22%, Saturación de agua 47%).

El cálculo de reservas se efectuó utilizando el método volumétrico, donde se obtuvo en la zona de trabajo un volumen de petróleo in situ de 32 MM Stb, con una producción acumulada actual de 3 MM Stb y reservas por recuperar económicamente de 4 MM Stb, lo que indica que aún es posible continuar con el desarrollo de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur.

ESTRUCTURA DE TESIS

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 1

1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA: 1

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 2

1.2.1. PROBLEMA GENERAL.....2

1.2.2. PROBLEMA ESPECÍFICO2

1.3. JUSTIFICACIÓN 2

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 3

1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....3

1.4.2. OBJETIVO ESPECÍFICO3

1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO..... 3

MARCO TEÓRICO 5

2.1. ANTECEDENTES 5

2.2. UBICACIÓN Y ACCESIBILIDAD 5

2.3. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL DE LA CUENCA TALARA 9

2.3.1. GEOLOGÍA9

2.3.2. TECTÓNICA10

2.3.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL13

2.3.4. ESTRATIGRAFÍA.....13

2.3.5. SISTEMA DE PETRÓLEO DE LA CUENCA TALARA14

2.3.6. FÍSICA DE LAS ROCAS17

2.4. MARCO GEOLOGICO DEL LOTE III..... 21

2.4.1. UBICACIÓN21

2.4.2. ESTRATIGRAFÍA DEL LOTE III.....22

2.4.3. ESTRUCTURA DEL LOTE III.....27

2.4.4. GEOLOGÍA DE HIDROCARBUROS DEL LOTE III29

2.5. MARCO CONCEPTUAL..... 29

2.6. HIPÓTESIS: 39

2.6.1.	HIPÓTESIS GENERAL	39
2.6.2.	HIPÓTESIS ESPECÍFICA.....	39
2.10	VARIABLES	39
<u>DESARROLLO EXPERIMENTAL.....</u>		<u>40</u>
3.1.	AREA DE ESTUDIO.....	40
3.2.	MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN	40
3.2.1.	MODELO GROVER GONZALES	41
3.3.	ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO	42
3.4.	ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	47
3.5.	ANÁLISIS PETROFÍSICO	49
3.5.1.	INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	49
3.5.2.	PARÁMETROS DE CORTE DE FM SALINA MOGOLLÓN	52
3.5.3.	ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN.....	54
3.5.4.	ANÁLISIS PVT	55
<u>CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO</u>		<u>56</u>
4.1.	CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO	56
4.1.1.	FM. SALINA MOGOLLÓN SS 2 – SS 5	57
4.1.2.	FM. SALINA MOGOLLÓN SS 6 – SS 10	58
4.1.3.	FM. SALINA MOGOLLÓN SS 12- SS 18.....	60
<u>GEOLOGÍA ECONÓMICA.....</u>		<u>62</u>
5.1.	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR.....	62
5.2.	ANÁLISIS DEL RESERVORIO	62
5.2.1.	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR.	63

RESERVAS DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN EN EL YACIMIENTO MIRADOR SUR..... 64

6.1. INTRODUCCIÓN..... 64

6.2. CALCULO DE RESERVAS..... 64

6.2.1. MÉTODO 1 - CALCULO VOLUMÉTRICO DE HIDROCARBUROS.....64

6.2.1.1. Resultado empleando el Método Volumétrico67

6.2.1.2. Reservas Remanentes68

6.2.1.3. Factor De Recuperación (FR)68

6.2.1.4. Recuperación Final (RF)69

6.2.2. MÉTODO 2 – BALANCE DE MATERIA.....70

6.2.2.1. Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Hidrocarburos70

6.2.2.2. Resultados72

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 74

7.1. COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS 74

7.2. CONCLUSIONES 74

7.3. RECOMENDACIONES 75

7.4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 76

ANEXO 78

FOTOS 96

FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Lote III en la Cuenca Sedimentaria de Talara. (Extraído de la página Web de Perupetro).....	7
Figura 2. Yacimiento Mirador Sur (Zona de estudio) en el Lote III.	8
Figura 3. Posición estructural de Cuenca Talara (Pluspetrol 2002).....	10
Figura 4. Ubicación de la Cuenca de Talara en el Margen Continental (Según Glenn S. & Moberly).....	12
Figura 5. Sistema Petrolero de la Cuenca Talara (Fuente Perupetro)	16
Figura 6. Mapa del Lote III en cuenca Sedimentaria de Talara.	22
Figura 7. Columna estratigráfica del Lote III	26
Figura 8. <i>Mapa Estructural de Zona “C” en Lote III</i>	28
Figura 9. Ubicación de los pozos en Yacimiento Mirador Sur.....	40
Figura 10. Modelo deposicional de la Formación Salina Mogollón.....	42
<i>Figura 11. Formación Salina Mogollón en pozo tipo 13041D con el mayor número de arenas en el Yacimiento Mirador Sur</i>	43
Figura 12. Registro de pozo tipo (13041D) de las 16 arenas de la Formación Salina Mogollón.....	45
Figura 13. Sección Estratigráfica – Formación Salina Mogollón	46

Figura 14. Sección estructural AA' en la zona del NW Y SE del Yacimiento Mirador

Sur..... 47

Figura 15. Mapa Estructural al tope de la Formación Salina Mogollón – Yacimiento

Mirador Sur..... 48

Figura 16. Interpretación petrofísica resultado del proceso en pozo 13041D. 51

Figura 17. Historia de producción de reservas de petróleo en el Yacimiento Mirador

Sur. 63

Figura 18. Modelo geológico estructural con bloques del Yacimiento Mirador Sur; de

los cuales el F, G y J no presentan pozos perforados. 66

TABLAS

Tabla 1. PARÁMETROS DE CORTE PARA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN	53
Tabla 2. ANALISIS PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN POR BLOQUE YACIMIENTO MIRADOR SUR	54
Tabla 3. ANÁLISIS PVT	55
Tabla 4. ANÁLISIS VOLUMÉTRICO DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR.....	67
Tabla 5. RESERVAS REMANENTES.....	68
Tabla 6. RECUPERACIÓN FINAL DE HIDROCARBUROS HASTA EL LÍMITE ECONÓMICO	70
Tabla 7. PARAMETROS PARA EL CALCULO DE BALANCE DE MATERIA DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR.....	71
Tabla 8. ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO IN SITU POR EL MÉTODO BALANCE DE MATERIA	72
Tabla 9. RESULTADO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO MIRADOR SUR.....	73

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA:

En la actualidad la producción de los pozos petroleros del Yacimiento Mirador Sur está en disminución, este panorama hace necesario la evaluación completa de las formaciones productivas, ya que a medida que avanza la producción incrementa la disminución de las reservas existentes.

El Yacimiento de hidrocarburos Mirador Sur, es un yacimiento cuyo descubrimiento se inicia a partir del 2008 y se observa que actualmente la producción de esa zona está decreciendo notablemente, esta situación es preocupante ya que es necesario realizar una evaluación geológica del yacimiento para estimar las reservas totales de la formación productora que en esta zona es la Formación Salina Mogollón que está integrada por un número de arenas desde la arena 2 a la arena 18 donde no necesariamente se encuentran completas.

Existe un estudio donde se ha evaluado la arena 13 de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur, donde señala que solo hay 3 MM STB de reservas de los cuales hasta la fecha se encuentran casi depletas. En este yacimiento existen hoy en día buena información para realizar la evaluación completa de las arenas de la Formación Salina Mogollón como registros eléctricos existentes, núcleos de pozos algunos de ellas no han sido muy difundidas; sin embargo el potencial amerita profundizar más en estos temas que permitan obtener resultados actuales.

No se ha realizado un análisis geológico completo y detallado de las 16 arenas existentes en la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur. De seguir con esa situación la producción de los pozos disminuirá. Por esa razón se analizó las arenas presentes en la

Formación Salina Mogollón mediante registros eléctricos de pozos existentes para estimar el volumen de hidrocarburos del Yacimiento Mirador Sur y las reservas remanentes económicamente.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Problema General

¿Existe actualmente, un estudio detallado del total de arenas de la Formación Salina Mogollón para la estimación de reservas petrolíferas en el Yacimiento Mirador Sur?

1.2.2. Problema Específico

¿De qué manera se realizará la evaluación de las arenas de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur y Cómo se calculará la estimación de reservas de petróleo mediante los métodos eléctricos de los 18 pozos existentes?

1.3. JUSTIFICACIÓN

El presente estudio de investigación se justifica técnicamente ya que evalúa geológicamente el yacimiento según la estratigrafía, geología estructural y la petrofísica llevando a la práctica los conocimientos teóricos de la geología de los hidrocarburos, geología estructural y estratigrafía para estimar el volumen de hidrocarburos presentes en el Yacimiento Mirador Sur para las arenas de la Formación Salina Mogollón.

A si mismo presenta una justificación práctica porque pretende realizar una reinterpretación geológica de la Formación Salina Mogollón partiendo de los datos obtenidos de los registros eléctricos y litológicos de pozos existentes y por ende lograr incrementar las reservas recuperables económicamente.

Por otro lado se justifica metodológicamente pues los pasos de cómo realiza la estimación de reservas en un Yacimiento de hidrocarburos servirá como referencia para seguir el mismo proceso con otras formaciones productivas en el Lote III.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Objetivo General

- Presentar los resultados de la estimación de reservas como Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo.

1.4.2. Objetivo Específico

- Realizar la evaluación geológica de las arenas de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur y determinar las reservas recuperables económicamente.

1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

El estudio realizado evaluó la Formación Salina Mogollón dentro del Yacimiento Mirador Sur con la finalidad de determinar posibilidades de presencia de reservas remanentes en el Yacimiento.

La metodología de trabajo consistió en la revisión de la información técnica existente del área, donde contenía información de pozos tales como registros eléctricos, litológicos y datos de producción actual, también se revisó la información referente a la cuenca Talara.

Se efectuó el análisis de los registros eléctricos y litológicos de cada pozo, para determinar los topes de cada formación y con esos sus espesores estratigráficos.

Con toda esta información se realizaron los siguientes trabajos:

- Correlación de los registros eléctricos y litológicos.

- Elaboración de un mapa de espesores de la formación Salina Mogollón.
- Elaboración de secciones estructurales.
- Elaboración de un mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Salina Mogollón.
- Elaboración del mapa de arena neta de la formación Salina Mogollón.
- Evaluación Económica

Se muestra Cronograma y Presupuesto de Ejecución en ANEXO 1.1

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

El yacimiento Mirador Sur fue descubierto en el año 2008; se han perforado 18 pozos de los cuales en el pozo 13084D no se encontró presencia de hidrocarburos.

ANEXO 2.1. Muestra asignación de RPI de los pozos perforados en el Yacimiento.

En materia de este estudio se encontró un antecedente de trabajo que le hace referencia como:

En la publicación de Jorge Bocanegra, con el título “Caracterización de la Arena SS13 de la Formación Salina Mogollón del Yacimiento Mirador Sur” por motivo de Investigación técnica presentada en el Congreso VIII INGEPET en el año 2014, para lo cual realizó una corta evaluación de las arenas 13 de la Formación Salina Mogollón. Llegando a conclusión estimar reservas remanente con producciones acumuladas para el 2014. La metodología empleada en esa publicación sirvió de base al desarrollo del presente estudio.

2.2. UBICACIÓN Y ACCESIBILIDAD

El área de estudio está ubicado dentro del Lote III, pertenece a la Cuenca geológica de Talara, al Sur de la ciudad de Talara al Noroeste del Perú, Políticamente en la Provincia de Talara, Departamento de Piura. El Lote III se divide en tres zonas:

Zona “A” Yacimiento de La Brea y Boca

Zona “B” Yacimiento de Lagunitos, Nuto

Zona "C" Yacimientos: Mirador, Mirador Sur, Portachuelo, Portachuelo Oeste y San Luis.

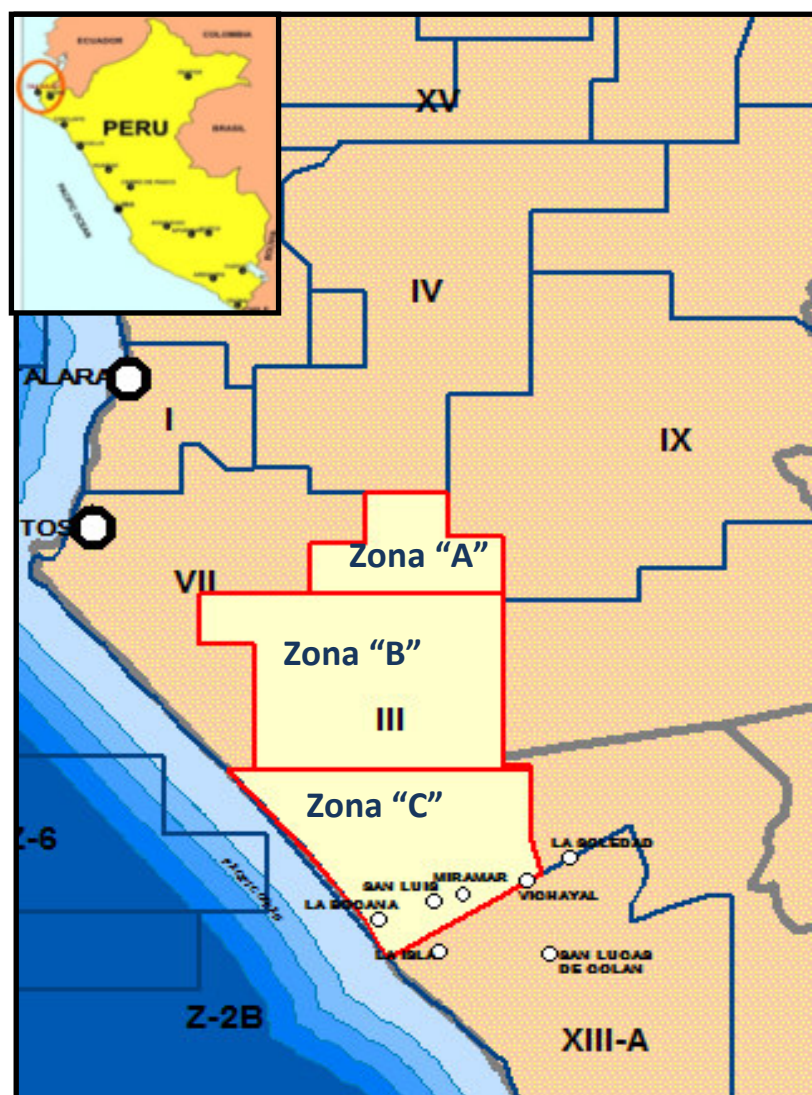


Figura. Mapa del Lote III, ubicación de la Zona "A", "B" y "C"

Está comprendido dentro de las coordenadas UTM WGS 84

NORTE:	9 455 389.33	-	9 477 416.59
ESTE:	473 420.45	-	509 878.63

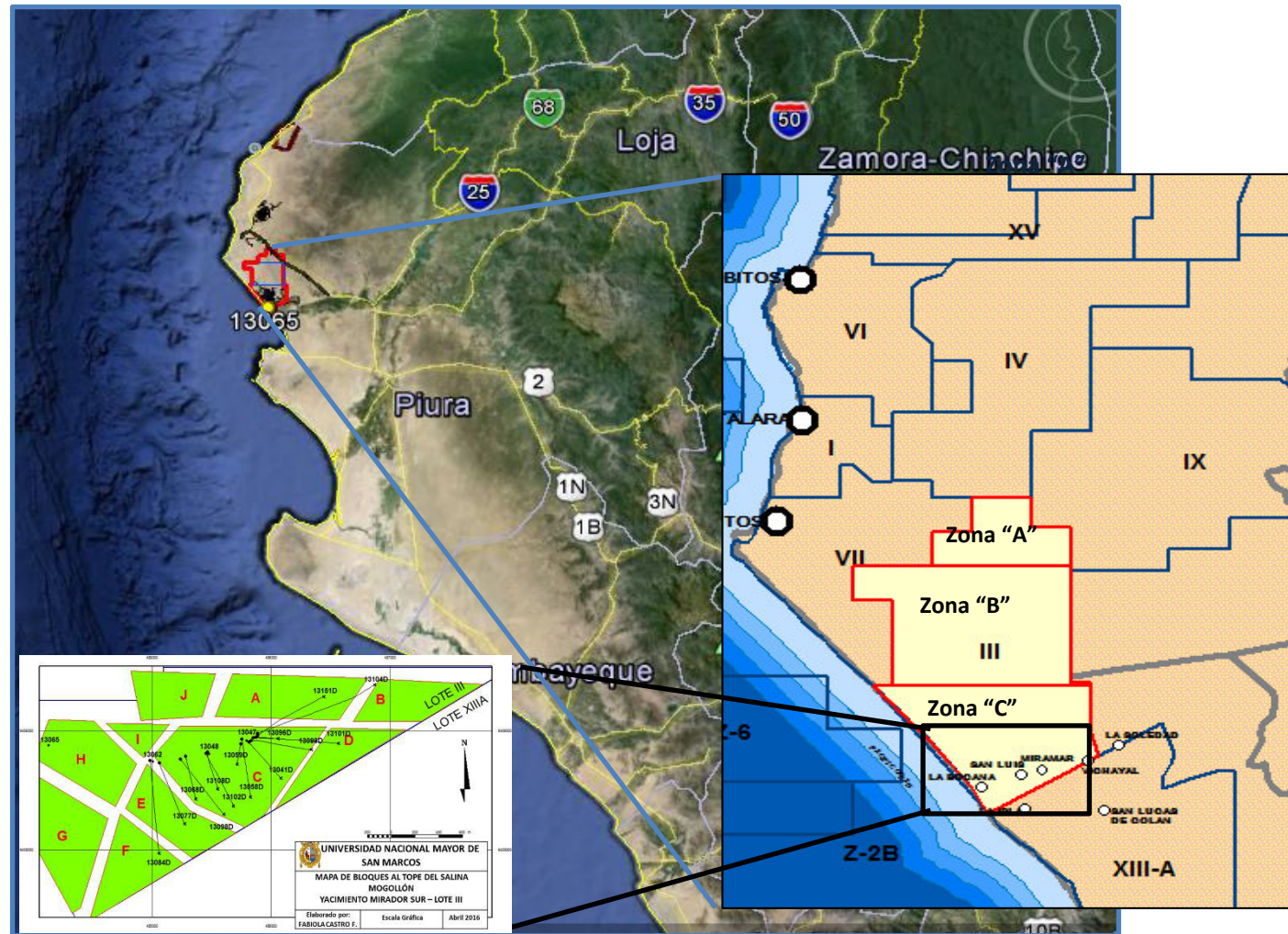


Figura 2. Yacimiento Mirador Sur (Zona de estudio) en el Lote III.

Accesibilidad

El acceso principal es por la carretera Panamericana Norte de Piura a Talara, de Talara por la carretera a Negritos, en este tramo existe una red de carreteras secundarias afirmadas hasta Miramar donde se ubica el río Chira, al cruce de este río se ubica el acceso a la zona de estudio del trabajo llamado Mirador Sur.

Se muestra más detallado en el ANEXO 2.2.

2.3. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL DE LA CUENCA TALARA

2.3.1. Geología

La cuenca de Talara se sitúa al Noroeste del Perú paralela a los Andes. Consta de aproximadamente 9 km de espesor que cubre en sedimentos un área aproximada de 15 km².

La cuenca corresponde al tipo de cuenca “fore arc” que se desarrolla entre el Borde oriental del Talud, representado por el alto estructural “Banco Perú” y por el Flanco del Arco Magmático Andino. La depresión de la Cuenca Talara se muestra elongadamente con un rumbo Noreste – Suroeste; actualmente esta cuenca está en parte dentro del continente y la mayor parte se halla en el zócalo continental.

Limita al Este con el Alto de la Brea. Amotape, este levantamiento asociado separa a la cuenca de Talara de la cuenca de Lancones y Sechura. Al Sur limita con la falla “La Casita” y Alto de “Silla de Paita” que separa a la cuenca de Talara de la cuenca Trujillo y Sechura. El Alto de Zorritos se encuentra al Norte de la Cuenca Talara, este límite está asociado con la zona de Falla “Tronco Mocho”. Al Oeste aun no es conocida. (Martínez, 2004- Higley, 2001 y otros).



Figura 3. Posición estructural de Cuenca Talara (Fuente Pluspetrol 2002)

2.3.2. Tectónica

La Cuenca Talara, ubicada en el extremo más occidental del continente sudamericano, forma parte de una extensa cadena de cuencas, principalmente terciarias, alineados a lo largo de la costa peruana.

La Cuenca Talara es una cuenca de antearco relacionada al sistema post Aptiano de desgarramiento Tumbes – Guayaquil Noreste. Como una consecuencia de varios episodios Tectónicos; un complejo sistema de fallamiento normal domina el almacén estructural de la zona.

En 1974, W. Dickinson realiza una clasificación de cuencas en un ambiente de tectónica de placas, en cuya terminología la Cuenca Talara, constituye una típica cuenca de antearco, desarrollada ante la fosa Perú Chile y el arco Volcánico.

Los elementos que controlan y limitan la ocurrencia de las cuencas de antearco en el Perú, son:

La Cresta del Talud Superior, es el límite occidental de las cuencas de antearco y constituye la zona de colisión - fricción de la Placa de Nazca en subducción a la Placa Sudamericana, con una dirección paralelo a la líneas de costa (NNOE – SSE) y en posición offshore. La constitución externa de esta zona es poco conocida, los levantamientos sísmicos realizados a la largo de la costa peruana, sugieren que la cresta del Talud superior está conformada por rocas precambrianas que forman parte de la placa continental, intruidas por plutones y volcánicos relacionados al inicio de la subducción (Triásico-Jurásico.).

El alto externo de la plataforma, constituye el límite entre los pares de cuencas y está representado por la cordillera de la Costa, la cual se alinea paralela a la cresta del Talud Superior. Parte de este elemento tectónico fragmentado, ha sido reconocido en las islas Lobos de Fuera, y en los pozos Delfín y Ballena, costa fuera de las ciudades de Chiclayo y Chimbote respectivamente.

El Batolito de la Costa: viene a constituir el límite de las cuencas de antearco, dispuestas en plutones individuales, localizados entre la costa y las estribaciones andinas.

Regionalmente, la cuenca Talara se halla enmarcada por dos grandes lineamientos orientados E-W: La deflexión de Huancabamba y la mega cizalla de Tumbes; otro accidente de importancia regional es la falla Dolores – Guayaquil orientada NE – SW que intercepta la fosa Perú – Chile en el golfo de Guayaquil. El movimiento dextral de esta falla según SHEPERD y MOBERLY Modf. (2000) dio origen a la cuenca de desgarramiento (Progreso).

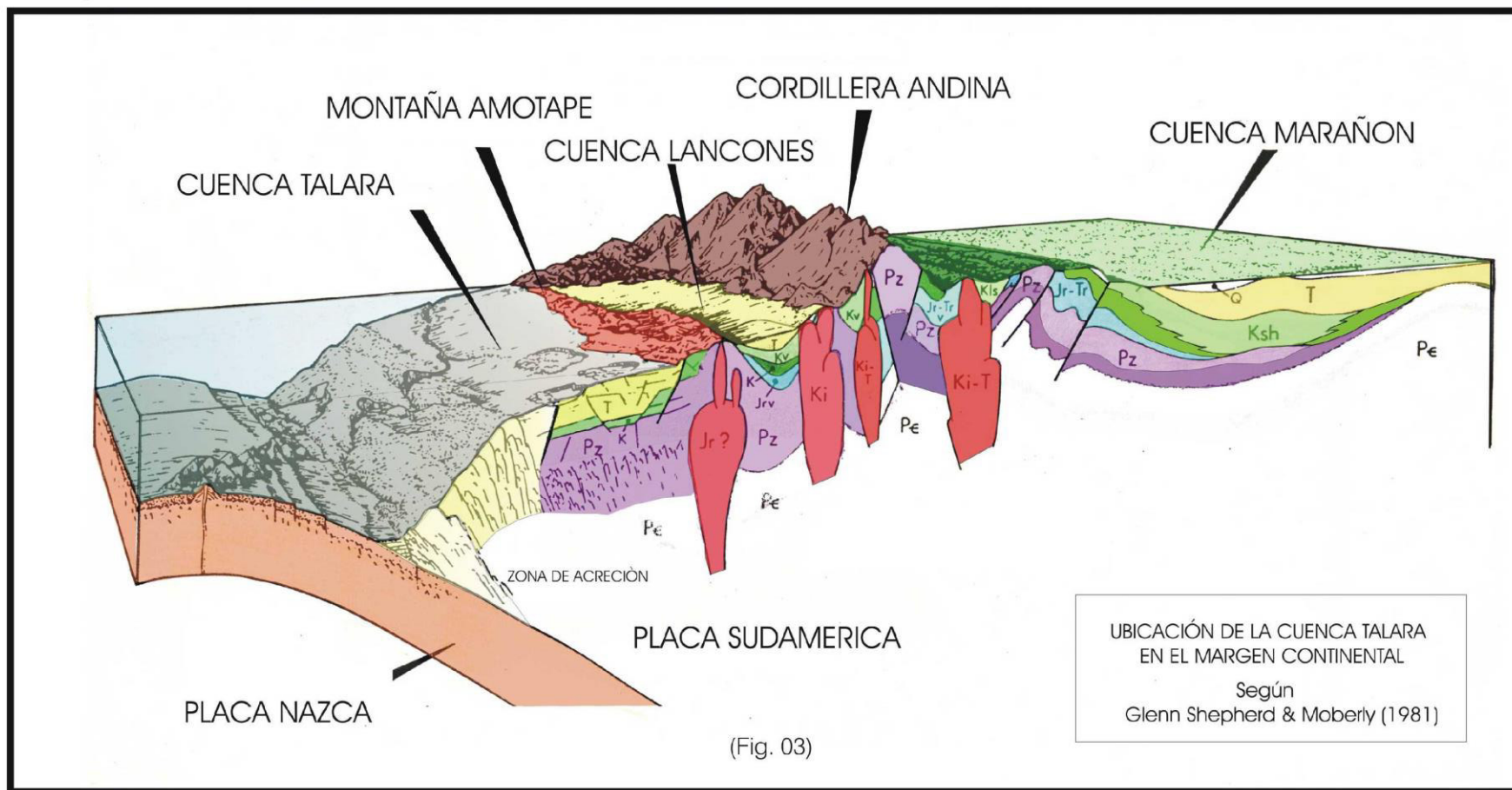


Figura 4. Ubicación de la Cuenca de Tarama en el Margen Continental (Según Glenn S. & Moberly)

- Se observa que en el área Norte de la cuenca Talara se ha producido una fase tectónica compresional durante el Eoceno medio a superior.
- La fase tectónica compresional que origina las repeticiones estructurales es por lo menos posterior a la depositación de la formación Lutita Talara al norte de la Cuenca Talara.
- La ocurrencia de las rocas reservorio en la cuenca Talara está en directa relación con las etapas transgresivas, donde las corrientes marinas transportan y re trabajan el material detrítico dando lugar a arenas limpias con granos finos.

2.3.3. Geología Estructural

El origen, evolución y los estilos estructurales de la cuenca Talara, se explica como resultado de la subducción de bajo ángulo (5° a 10°) de la placa Nazca por debajo de la placa Sudamericana (proceso muy activo en el límite Mioceno –Plioceno), hace unos 10 a 5 millones de años (Debra Higley, 2001- otros).

Comprende un Complejo de sistema de fallas tensionales con bloques basculados, rotados, fallas listricas y estructura *roller* (pliegues de arrastre), los bloques fallados contienen generalmente multi-reservorios apilados verticalmente.

2.3.4. Estratigrafía

Las unidades estratigráficas del Terciario pueden ser agrupados en dos mega secuencia separadas por una discontinuidad, que corresponde a la influencia de movimientos compresivos del Eoceno Medio.

La primera mega secuencia (Paleoceno – Eoceno Inf. A Medio) comprende el grupo Salinas, y las formaciones Palegredda-Ostrea, Pariñas-Cabo Blanco, Clavel, Echinocyamus

– Chacra), caracterizadas por una sedimentación litoral sobre una plataforma móvil, seguida por una fuerte subsidencia.

La segunda megasecuencia (Eoceno superior) está constituida por la Formaciones: Lutitas Talara, Areniscas Talara, Pozo, Verdún, Chira, Mirador. Las facies son esencialmente turbidíticas y de conos sub – marinos, que corresponden a una sedimentación profunda sobre un fondo marino inestable.

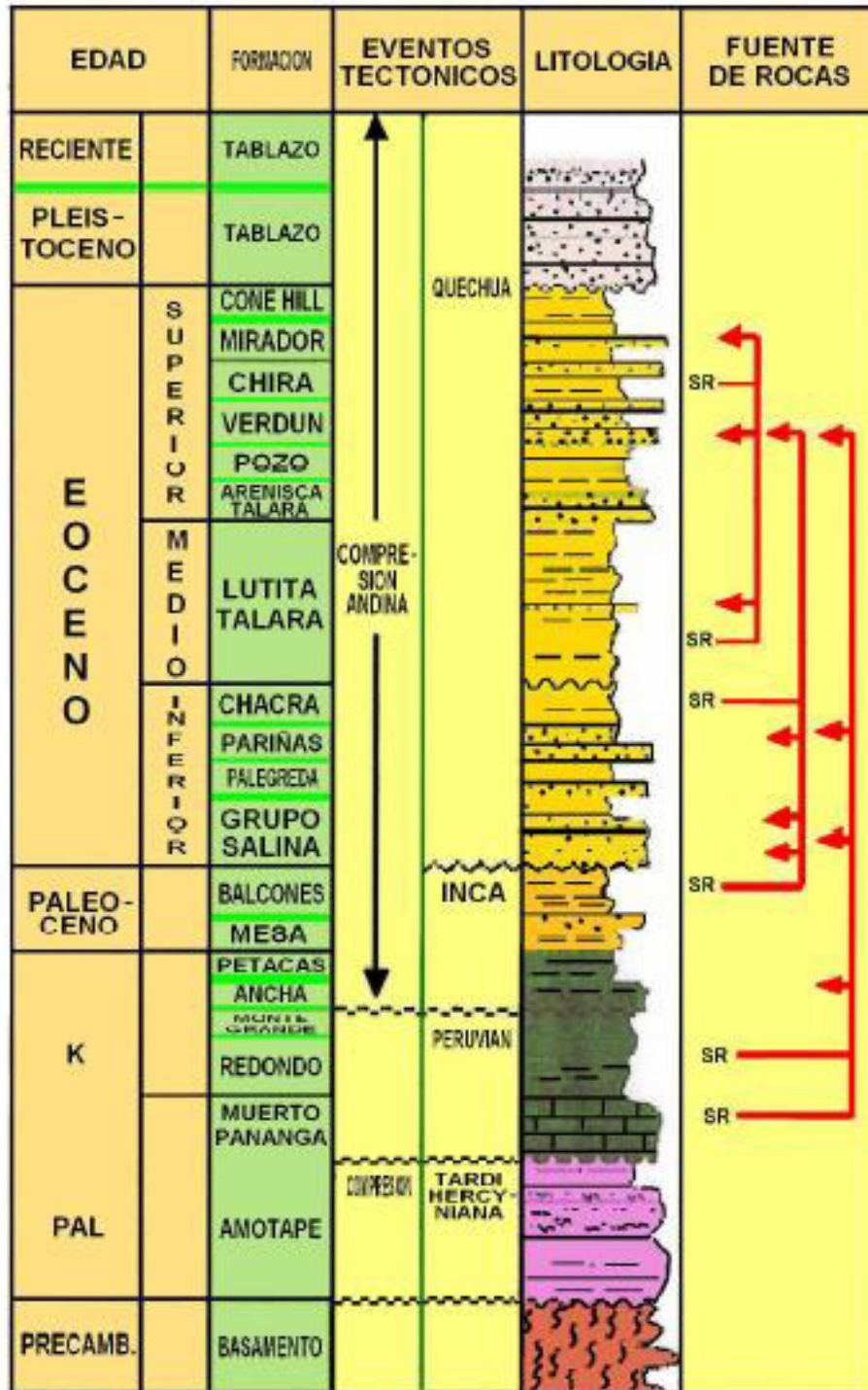
2.3.5. Sistema de Petróleo de la Cuenca Talara

La cuenca Petrolífera de Talara tiene una producción acumulada de 1600 millones de barriles de petróleo y gas asociado. Los estudios geoquímicos revelan que la Formación Muerto del Cretácico Inferior es la unidad con más alto contenido orgánico, con querógeno adecuado y con una madurez térmica que pasa de la ventana del petróleo a la de gas húmedo y condensado.

El modelado geoquímico de la cuenca Talara muestra que las formaciones del Cretácico terminal y del Paleógeno habrían ingresado a la ventana generatriz de petróleo durante la gran subsidencia del Eógeno superior, hallándose la formación más antigua el Cretácico (Muerto, Redondo y Pananga) en una madurez más avanzada de ventana terminal (petróleo liviano a gas). Se estima que los focos de generación de hidrocarburos en la cuenca Talara se ubican en los depocentros axiales, en el mar en el talud superior. (Alfredo Pardo y Héctor Villar 2000).

El principal sistema petrolero se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretáceo y durante el Terciario. (Perupetro, 2003).

Las rocas reservorios varían en calidad; los excelentes reservorios como las areniscas de Pariñas y Cabo Blanco y los de menor calidad debido al contenido de arcillas son las formaciones Mogollón, Mesa, Mirador, Verdún.



SR: ROCA GENERADORA

Figura 5. Sistema Petrolero de la Cuenca Talara (Fuente Perupetro)

2.3.6. Física de las Rocas

Casi toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos, constituidos generalmente por areniscas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas (Tayfun Babadagly – Canadian Petroleum Institute 2005). La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere del volumen de la formación que contiene estos. Para calcular las reservas totales y determinar si estas son comerciales, es necesario conocer el espesor efectivo y el área del yacimiento y así determinar el volumen.

Para evaluar la productividad del yacimiento, es conocer con qué facilidad puede fluir un líquido a través del medio poroso. Esta propiedad de la roca, que depende de la manera en que los poros están interconectados es la permeabilidad.

Resumiendo, los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son entonces: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, espesor, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura, y la presión del yacimiento así como la litología que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del yacimiento.

- POROSIDAD

La porosidad es el volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación, o sea, es la fracción del volumen de total de una muestra que es ocupada por poros o huecos, es símbolo de la porosidad es Φ o PHI.

$$\Phi = V \text{ huecos } / V \text{ total de roca}$$

La porosidad de las formaciones subterráneas puede variar en alto grado, los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sal, yeso, anhidrita), pueden tener una porosidad prácticamente nula; las areniscas bien consolidadas pueden tener porosidades del 10 – 15%, las arenas no consolidadas pueden llegar hasta el 30% o más de porosidad; las lutitas o arcillas pueden tener valores de porosidad por encima del 40%, sin embargo, en estas, los poros son tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de los líquidos comportándose como sello.

Las porosidades se clasifican de acuerdo a la disposición física del material que rodea los poros y a la distribución y forma de los mismos. En una arena limpia (sin arcilla) la matriz de roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica y apiñada de manera que los poros se encuentran entre los granos. A esta porosidad se le llama intergranular o de matriz; por lo general ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositan, por esta razón también se les conoce como porosidad primaria.

Las aguas ricas en sales de magnesio, pueden infiltrarse a través de la calcita, reemplazando gradualmente al calcio por magnesio; este proceso, lleva a una reducción del volumen de la matriz y por consiguiente un aumento de su porosidad.

Debido a la acción de fuerzas tectónicas, se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de fracturas, fisuras o grietas, que se agregan al volumen de poros. Sin embargo, en sentido general, el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño, por tanto no suelen aumentar la porosidad de la roca en forma significativa, aunque si pueden incrementar su permeabilidad en gran medida.

A partir de los datos obtenidos de la caracterización del reservorio; la porosidad efectiva para las arenas de la formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador sur desde la arena 2 hasta la arena 18 para un mejor estudio se dividió en tres paquetes de los cuales tenemos que para las arenas 2 a la arena 5 el porcentaje de porosidad es de 18 a 25%; para las arenas 6 a la arena 10 tenemos la porosidad entre 17 a 24%; y para las arenas 12 a la arena 18 se tiene la porosidad entre 19 a 24%; es decir la porosidad en la Formación Salina Mogollón es de 22% en promedio según la evaluación realizada para el Yacimiento Mirador Sur.

- **PERMEABILIDAD (k)**

Es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí. La unidad de permeabilidad es el darcy, pero como esta es muy grande, comúnmente se utiliza la milésima parte o sea milidarcy (md). Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeables.

Así existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad; por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no se cumple absolutamente. Las lutitas, arcillas y algunos tipos de arenas, tienen altas porosidades, sin embargo sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos, por lo tanto sus permeabilidades son muy bajas o nulas.

Otras formaciones, generalmente poco porosas como los carbonatos, pueden presentar fracturas o fisuras de gran extensión, en este caso, aunque la porosidad sea baja, su permeabilidad puede ser muy grande.

La permeabilidad de la Formación Salina Mogollón para el yacimiento Mirador Sur es de 1mD.

- **VOLUMEN DE ARCILLA (VSh)**

Como se planteó en los puntos anteriores, las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios. En los colectores que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores altos que no responden realmente a las potencialidades del colector, por eso se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados.

Según resultados de la caracterización del Yacimiento Mirador Sur para la Formación Mirador Sur para las arenas 2 a la arena 5 el contenido de arenas saturadas de hidrocarburo está entre 3 a 18 pies; para las arenas 6 a la arena 10 se tiene arena saturadas de hidrocarburo entre 3 a 34 pies; y para las arenas 12 a la arena 18 se tiene las arenas saturadas de hidrocarburos entre 7 a 66 pies; es decir interpretando de esta manera, el mayor contenido de arenas saturadas de hidrocarburos se encuentran entre las arenas 12 a la 18.

- **SATURACIÓN DE AGUA (Sw)**

La saturación de una formación, es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tendrá un 100% de saturación de agua.

La saturación de petróleo o gas, es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y/o gas. Los poros deben saturarse con algún líquido, de este modo la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%. Cuando la saturación de agua es $< 100\%$ esto implica una saturación de hidrocarburos igual a $100\% - S_w$ (Schlumberger, 2003).

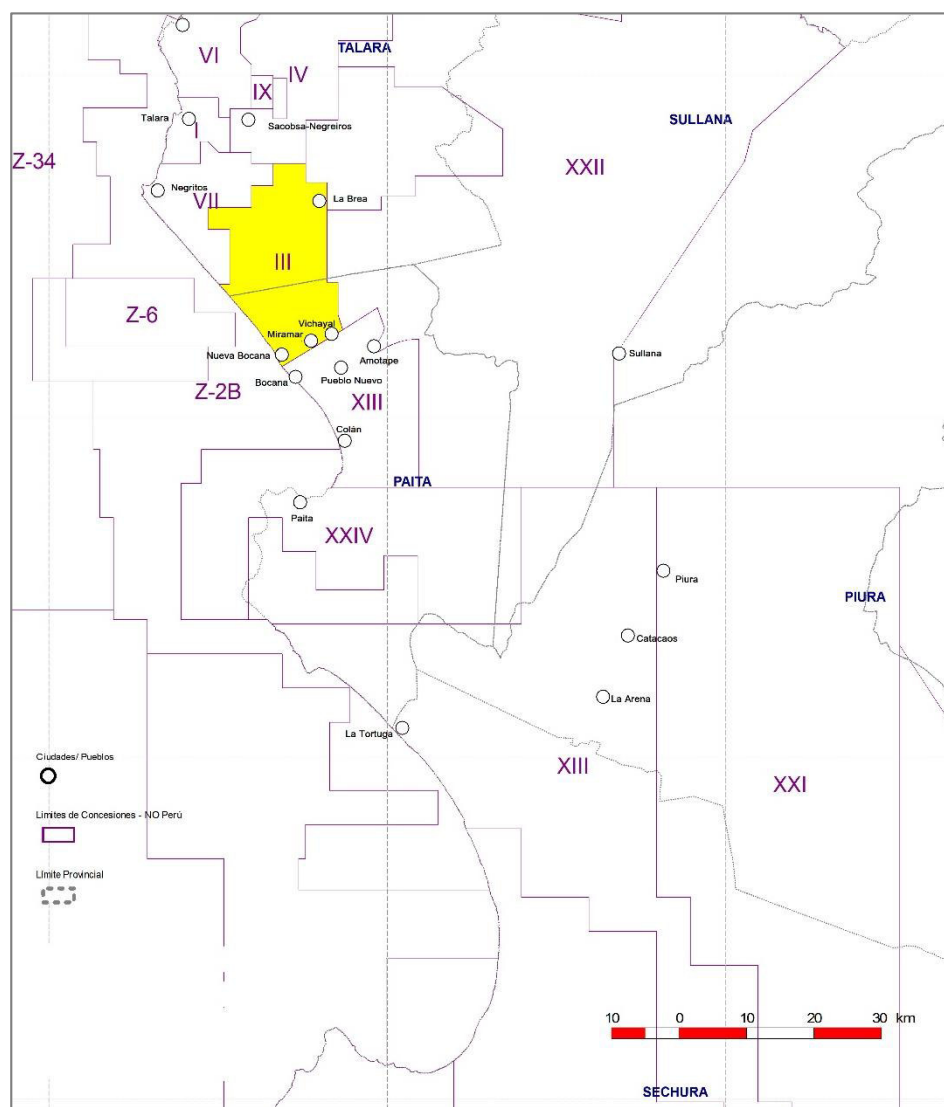
De la caracterización realizada se tiene que la saturación de Agua (S_w) para la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur desde las arenas 2 a la arena 5 el porcentaje de saturación de agua está entre de 31 a 52%; para las arenas 6 a la arena 10 se tiene la saturación de agua entre 35 a 51%; y para las arenas 12 a la arena 18 se tiene la saturación de agua entre 41 a 55%; es decir la saturación de agua en la Formación Salina Mogollón es de 47% en promedio según la evaluación realizada para el Yacimiento Mirador Sur.

2.4. MARCO GEOLOGICO DEL LOTE III

2.4.1. Ubicación

El Lote III se encuentra aproximadamente a 40 kilómetros al Sur de la ciudad de Talara, en el Noroeste del Perú. Limita por el sur con el Lote XIII A operado por la empresa Olympic; por el este con el Lote XXII, operado por la empresa BPZ; por el norte con el Lote IV, operado por GMP y por el Oeste con el océano pacífico y el Lote VII/VI operado por Sapet.

El Lote III tiene una extensión de 35,799.305 Ha. En la figura 6. se muestra el mapa del Lote III.



Fuente GMP

Figura 6. Mapa del Lote III en cuenca Sedimentaria de Talara.

2.4.2. Estratigrafía del Lote III

La columna estratigráfica conocida en la Cuenca Talara tiene más de 21,000 pies de rocas que van en edad desde el Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

Paleozoico.- La unidad estratigráfica del Paleozoico presente en el Lote III es el Grupo Amotape, donde además es una unidad productora de petróleo.

- **Grupo Amotape:** Las rocas encontradas en el Lote III, fueron descritas como rocas metamórficas, principalmente cuarcitas, argillitas y pizarras. El pozo 5237-Portachuelo, es el que ha atravesado la mayor sección del Grupo Amotape en la cuenca de Talara con poco más de 6000 pies.

Mesozoico.- En el Lote III, está representado principalmente por:

- **Formación Redondo (Cretáceo Superior),** con un espesor de aproximadamente 1100 pies. Se trata de lutitas marinas marrones calcáreas, con algunos niveles de calizas y margas. Hacia la base, discordante sobre el Grupo Amotape, se puede encontrar una sección de conglomerados con areniscas gruesas que van entre 100 y 1100 pies. En esta sección Mesozoica ha probado producción, todavía muy reducida, en el pozo 5975- Mirador.

Cenozoico.- Está representada por formaciones constituidas de areniscas, conglomerados y lutitas, depositados en ambientes continentales, fluviodeltáicos y marinos.

Las formaciones del Terciario en el área del Lote III son del Paleoceno (Balcones) y Eoceno (Salina Mogollón, Palegreda, Pariñas, Gpo. Talara, Verdún, Chira, Mirador y Cone Hill.). La mayor secuencia cenozoica atravesada por los pozos del Lote III es de 15,000 pies, en la Zona B.

- **Formaciones Balcones.-** Yace sobre la Formación Redondo, con un espesor aproximado de 500 a 1500 pies; está constituida por una secuencia monótona de lutitas grises claras y oscuras presencia de finas intercalaciones con areniscas de grano muy fino, presenta niveles muy delgados de carbón y pirobitumen, representa un ambiente marino, tiene un espesor de 1500 pies para el pozo 5975- Mirador.

- **Formación Salina Mogollón.-** Muestra ciertas variaciones de tipo estratigráfico en algunos yacimientos del Lote con un espesor aproximado de hasta 1600 pies. Su ambiente de deposición es fluvial anastomosado de alta energía y gran capacidad de transporte, en el lote I se presenta una parte fina de la formación.

Al Este y Centro del Lote, la Formación Salina Mogollón se presenta como una sección de areniscas gris verdosa, de grano medio a grueso de matriz arcillosa e intercalaciones de lutitas gris verdosa, micácea, se caracterizan por tener algunas partes muy calcárea. Además también por presentar trazas de cuarcita, chert y glauconita. Pozo representativo el 13041D- Mirador Sur con un espesor de 1600 pies.

- **Formación Palegreda.-** Mantiene una secuencia monótona de lutitas gris verdosa algo rojiza, compacta con presencia de glauconita en su parte inferior, intercaladas por delgadas capas de areniscas de grano fino a medio con un espesor aproximado de 200 a 1050 pies. Su ambiente de deposición es lutaceo marino, con un sistema de depositación es Noreste a suroeste. Tiene un espesor de 1050 pies, para el pozo 5535- Lagunitos.

- **Formación Pariñas.-** Presenta una secuencia de areniscas de grano medio a grueso de color gris claro, friables; intercaladas con capas de lutitas de color gris claro a oscura bioturbada y con presencia de pirita amorfa (marcasita) y subhedral mostrando formas cúbica, presenta fragmentos de madera y niveles de cantos blandos, sobreyace a la Formación Palegreda en discordancia. Tiene un espesor aproximado de hasta 300 pies. Se interpreta como un ambiente fluvio deltaico. Pozo representativo es el 4440- Portachuelo. La formación Pariñas ha producido gas en pozo 5535- Lagunitos.

- **Formación Lutitas Talara.-** Lutitas y areniscas en una matriz lutácea triturada de color marrón con un espesor aproximado de 50 hasta 250 pies. Contiene abundante microfósiles de foraminíferos típicos, marcadores del Eoceno Medio (zona Prieta-Rica, Quemada). El pozo 4351- Portachuelo, la sección máxima atravesada de Lutitas de Talara ha sido de 250 pies.
- **Formación Verdún.-** Está constituida por areniscas y lutitas de facies litoral a marino somero, en su sección inferior presenta conglomerado basal de espesor variable; la parte superior de Verdún son lutitas verdes a marrón parduscas, algo calcáreas, con intercalaciones delgadas de areniscas gris claro, grano medio y calcáreo, Pozo representativo el 4449- Portachuelo con un espesor de 2200 pies.
- **Formación Chira:** Está constituida por lutitas de color gris a gris verdosa con intercalaciones de bentonitas blancas. El mayor espesor de Chira encontrado es de 4000 pies (Chira-Verdún) en el pozo 13104D.

Cuaternario.- Se encuentra presente y está representado por sedimentos fluviales y aluviales que aumentan de espesor principalmente en la cercanía del Río Chira.

En el Lote III, las unidades estratigráficas (grupos, formaciones o miembros) que han probado ser productoras de petróleo son: Grupo Amotape, Redondo, Salina Mogollón y Verdún. La formación Pariñas ha producido gas en el Yacimiento Lagunitos.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA LOTE III

EDAD	UNIDAD LITOLÓGICA	SÍMBOLO	GROSOR	LITOLOGÍA
CENOZOICO	TERCIARIO	LAGUNITOS	TABLAZO	
			MIRADOR	+ 2,800'
			CHIRA	2,200' - 4,000'
			VERDUN	Arenisca, conglomerado y Lutita
			TALARA	50' - 250'
			PARIÑAS	0' - 300'
			PALEGREDA	200' - 1,050'
			SALINA MOGOLLON	1,800'
			BALCONES	500' - 1,500'
			REDONDO	100' - 1,100'
MESOZOICO	CRETACEO			
PALEOZOICO			AMOTAPE	+ 6,000'

Fuente GMP

Figura 7. Columna estratigráfica del Lote III

2.4.3. Estructura del Lote III

Regionalmente, el Lote III se encuentra influenciado por rasgos estructurales importantes de la Cuenca Talara como son el Levantamiento de La Brea-Negritos, la Artesa o Depresión de Lagunitos y el Alto Estructural de Portachuelo.

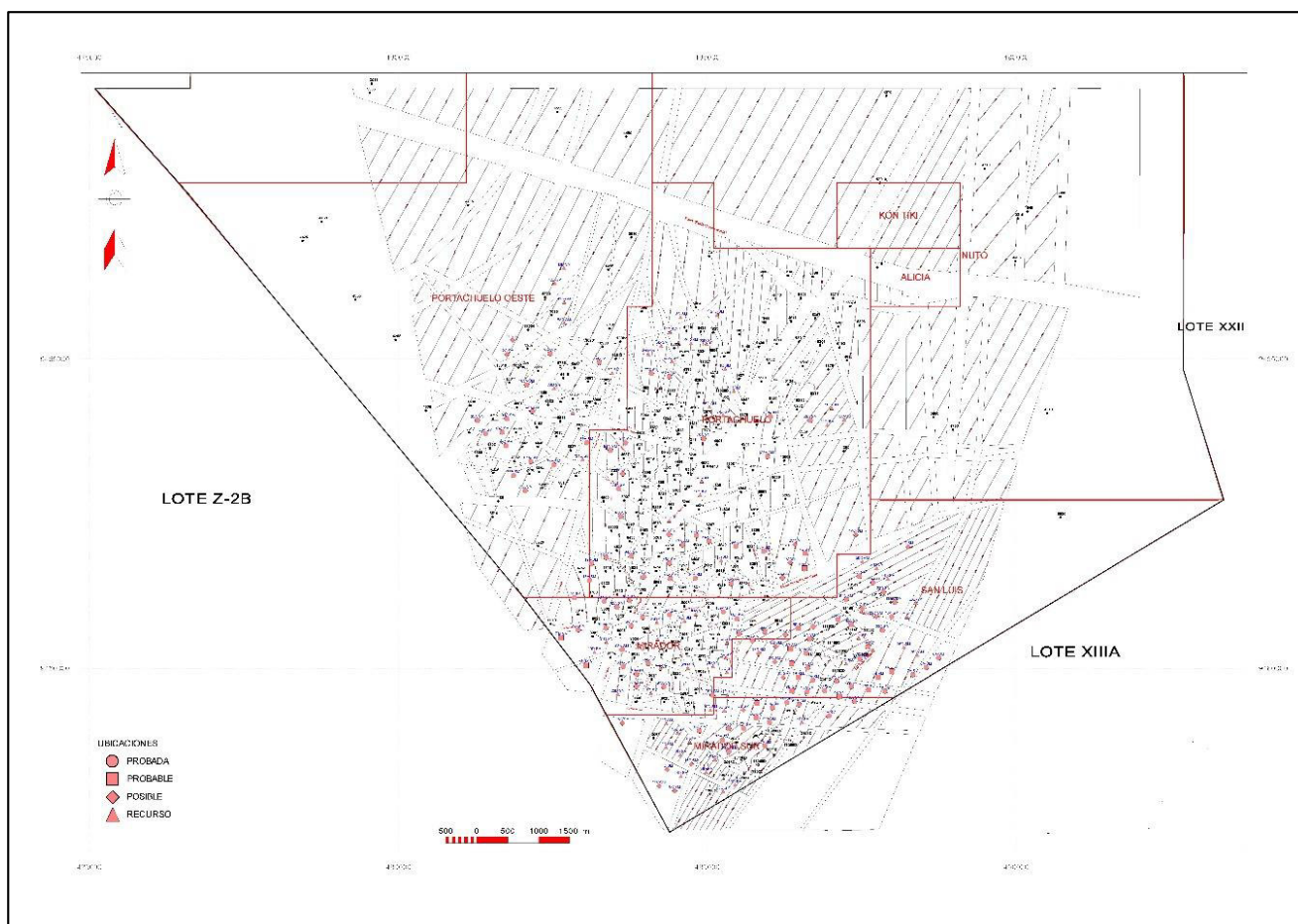
La Zona A del Lote III presenta los Yacimientos La Brea y Boca, los cuales están emplazados en el Levantamiento La Brea-Negritos. Este levantamiento representa una relevante importancia en la Cuenca Talara ya que afloramientos de petróleo en esta zona dieron inicio al desarrollo y explotación de hidrocarburos en la Cuenca Talara a finales del siglo XIX. Los campos ubicados en su entorno, han registrado importantes acumulaciones de petróleo.

La Zona B, tiene como principal característica estar posicionado en la Artesa de Lagunitos-Nuto, que es una de las zonas más deprimidas de la Cuenca Talara; donde el Gpo. Amotape (basamento) estaría emplazado, en la zona más profunda, por debajo de 20,000 pies. Los flancos ubicados en colindancia con las zonas productivas constituyen importantes prospectos exploratorios en la búsqueda de producción comercial de hidrocarburos.

La Zona "C", está caracterizado por presentar un levantamiento del basamento, lo que originado importante acumulación de hidrocarburos que han sido desarrollados en los Yacimientos, Portachuelo, Portachuelo Oeste, Mirador, Mirador Sur y San Luis. Además, tiene la peculiaridad de tener una importante acumulación de hidrocarburos en el Gpo. Amotape (más de 7 MMBO), característica que sólo es similar en el Yacimiento Laguna del Lote X.

El rasgo estructural predominante en el Lote III es el fallamiento normal producto de esfuerzos tensionales que afectaron a las rocas del Cretáceo y Terciario. Este fallamiento en bloques, principalmente normal y que en conjunción con factores sedimentológicos rigen el comportamiento de sus reservorios haciendo que acumulaciones de hidrocarburos puedan ser aun descubiertos en zonas desarrolladas.

El rumbo de los estratos es principalmente noreste-suroeste y el buzamiento varia de 10 a 15 grados hacia el noroeste.



Fuente GMP

Figura 8. Mapa Estructural de Zona "C" en Lote III

2.4.4. Geología de Hidrocarburos del Lote III

En el Lote III tenemos:

Formaciones Productivas: Amotape, Salinas Mogollón.

7 Yacimientos Productores: Portachuelos, Portachuelos Oeste, Mirador, Mirador Sur, San Luis, Boca, La Brea.

497 Pozos Perforados

207 Pozos Activos

Producción Acumulada hasta la Actualidad:

Petróleo 39 MM Stb

2.5. MARCO CONCEPTUAL

Acres: Medida inglesa que equivale a 4046.8564 metros cuadrados.

Afloramiento: Roca del subsuelo que aparecen en la superficie de la Tierra debido a la erosión o por movimientos de la corteza terrestre.

Afloramiento superficial: Hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

API: Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

Arcilla: Roca no consolidada, formada por partículas de tamaño inferior a 1/256 mm.

Área de estudio: Bloque que se considera para realizar labores de investigación y evaluación, según sea su finalidad.

Área petrolífera: Zona donde se explotan hidrocarburos. Un área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.

Arena: Arenita no consolidada ni cementada. El término se usa con independencia de la composición mineralógica.

Arena Petrolífera: Los depósitos de arena altamente saturadas de betún natural. También llamadas arenas bituminosas. Notar que en los depósitos tales como las arenas petrolíferas de la Cuenca de Talara, pueden presentarse cantidades significativas de hidrocarburo natural en un rango litológico incluyendo lutitas y arcillas.

Arenisca: Roca sedimentaria compuesta por partículas de tamaño arena, cementada y consolidada.

Barril: Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados, equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit o 15.5° grados Celsius.

Barriles por día: En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo.

Basamento: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

Boca de pozo: Es el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un campo (petróleo. Gas natural) después de su adecuación en la planta de procesos.

Bombeo de petróleo: Operación mecánica continua o intermitente de trasegar combustibles a través de la línea de oleoducto o incrementar el flujo de un pozo.

Buzamiento: Ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

Caudal: Volumen de agua por unidad de tiempo que pasa a través de una zona determinada en un curso de agua.

Campo: Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

Carta geológica: Informe de una región que incluye estudios geológicos, análisis de muestras de terreno, estudios por rayos X y datos de los estratos obtenidos por perforación para identificar posibles yacimientos de petróleo.

Casquete de gas: En un campo que contiene gas y aceite, parte del gas se almacenará a menudo en la parte superior del yacimiento en un depósito único conocido como casquete de gas.

Cementación: Proceso diagenético mediante el cual se produce una precipitación en los sedimentos, a partir de los materiales disueltos en las aguas intersticiales, rellenando parcial o totalmente los huecos.

Condiciones Económicas Actuales: Debería incluir precios históricos relevantes de petróleo y costos asociados donde involucren un periodo promedio definido. Los lineamientos de SPE recomiendan que el promedio de costos y precios históricos de 1 año debería ser usado como base por defectos de las estimaciones de recursos en “caso constantes” y flujos asociados de efectivo del proyecto.

Crudo: Petróleo que proviene de un yacimiento después de separar cualquier gas asociado y procesado en una refinería. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en: a) pesados (10° a $23,3^{\circ}$ API). B) medios ($22,3^{\circ}$ a $31,1^{\circ}$ API). C) livianos (superiores a los $31,3^{\circ}$ API).

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna estratigráfica y que comparte varios niveles estratigráficos e historia tectónica común.

Cuenca Sedimentaria: Área de la superficie terreno en la que, durante un prolongado intervalo de tiempo geológico, se han acumulado grandes espesores de sedimentos.

Densidad: Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

Desviación del pozo: Cambio de dirección de la vertical absoluta durante la perforación de un pozo.

Discordancia: Discontinuidad estratigráfica en la que no hay paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

Ducto: Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

Entrampamiento: Acumulación de hidrocarburos en ciertas rocas del subsuelo que por sus propiedades físicas y configuración les impiden continuar su desplazamiento hacia la superficie.

Erosión: Conjunto de fenómenos externos que, en la superficie del suelo o a escasa profundidad, quitan en todo o en parte de los materiales existentes modificando el relieve.

Estrato: Nivel de roca o sedimento que se depositó en un intervalo de tiempo concreto y que queda delimitado por superficies originadas por cambios en la sedimentación, por interrupciones sedimentarias o ambos factores a la vez.

Estructura sedimentaria: Dispositivo geométrico de los elementos que constituyen una roca sedimentaria, que se expresa de formas diversas, preservadas en las superficies de estratificación o en el interior del estrato.

Evaluación del Impacto Ambiental: Evaluación del impacto de una instalación o actividad sobre el medio ambiente que la rodea, realizada antes de que el trabajo sobre esa actividad haya comenzado. El estudio base original, parte clave de este proceso, describe las condiciones originales.

Exploración: Reconocimiento geológico de superficie, levantamientos satelitales, aerofotogramétricos, trabajos gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, topográficos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar las posibilidades hidrocarburíferas de un área.

Explotación: Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

Falla: Una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca a lo largo del terreno con desplazamiento relativo de las partes separadas.

Fluido: Sustancia que fluye y se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

Formación: Unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

Fósil: Restos de animales y plantas que suelen encontrarse en rocas de origen antiguo. El estudio de los fósiles y de la vida en tiempos antiguos recibe el nombre de paleontología.

Geofísica: Es el estudio de la estructura del globo terrestre en su conjunto y de los movimientos que le afectan. En la industria petrolera es el conjunto de técnicas y metodologías utilizadas para delinear la forma y posición de las rocas por debajo de la superficie hasta grandes profundidades. Con estos estudios, basados en varias propiedades de las rocas, se identifican sitios favorables para que haya ocurrido acumulación de hidrocarburos. Estudio del planeta tierra por métodos físicos cuantitativos.

Geología: Ciencia que estudia la estructura, origen, historia y evolución de la tierra por medio de análisis de exámenes de rocas, estructuras y fósiles.

Gravedad API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Hidrocarburos: Estos son compuestos orgánicos que únicamente contienen carbono e hidrógeno en sus moléculas. El petróleo y el gas natural están constituidos casi por completo por una mezcla de numerosos compuestos de hidrocarburo.

De ahora en adelante cuando nos refiramos a hidrocarburo, nos estaremos refiriendo al petróleo y al gas natural.

Índice de Hidrocarburos: Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

Metano: Gas incoloro, inodoro e insípido, más ligero que el aire y muy inflamable, cuya fórmula química es CH₄.

Migración: Desplazamiento del petróleo a través de las rocas. La migración primaria es el movimiento del crudo desde la roca madre hasta roca almacén. La migración secundaria consiste en el desplazamiento del petróleo de la roca almacén a la trampa donde se acumula. Si el movimiento del petróleo le permite alcanzar la superficie se descompondrá por los agentes atmosféricos.

Migración de hidrocarburos: Proceso que describe las condiciones, parámetros y tipo de rocas donde se presenta la movilidad de los hidrocarburos dentro de la corteza terrestre. Durante millones de años, ciertos componentes de materia orgánica constituyen sedimentos de grano fino, conocidos como rocas madre, los cuales se trasladan a sedimentos de grano más grueso, conocidos como trampas. Existen dos tipos de migración: primaria y secundaria. Mientras que la migración primaria se produce siempre a través de cortas distancias, la secundaria se puede dar a distancias muy largas.

MMBBL: Millones de barriles.

MMPCS: Millones de pies cúbicos estándar.

MMPCS/D: Millones de pies cúbicos estándar por día.

MPCS: Miles de pies cúbicos estándar.

Off shore: Término inglés que significa costa afuera. Se refiere a las actividades petroleras que se realizan en la plataforma continental y en aguas internacionales.

Oleoducto: Tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo.

On shore: Es la actividad petrolera que se realiza en tierra.

Parafinas: Residuos extraídos después del desparafinado de los aceites lubricantes; en otros países es conocida como cera de petróleo. Sus principales características son ser incoloras, inodoras y traslúcidas.

Perforación: Operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos.

Petróleo: Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del latín, óleum, presente en forma natural en rocas, petra.

Petróleo inicialmente in situ: Es la cantidad total de petróleo que se estima exista originalmente en el reservorio de ocurrencia natural.

Permeabilidad: Capacidad de una roca para permitir el paso de los fluidos.

Porosidad: Es una de las características más importante de un yacimiento, ya que esta es la capacidad de almacenamiento de fluidos de la roca. Esta se define como el porcentaje no sólido de una roca, es la capacidad de almacenaje de una roca.

Pozo: Denominación dada a la abertura producida por una perforación.

Producción: Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido realmente recuperada sobre un periodo definido de tiempo, también son medidos para sostener los análisis de ingeniería que requieren cálculos del reservorio.

Refinería: Conjunto de instalaciones petroleras destinadas al procesamiento del petróleo crudo a través de diversos métodos de refinación, a fin de obtener productos petrolíferos, tales como gasolina, diésel, lubricantes y grasas.

Regresión: Retirada de las aguas del mar de una región; da lugar a una secuencia de depósitos medios progresivamente más someros.

Reservas: Se define como el volumen de hidrocarburo presente en el yacimiento el cual puede ser recuperado. Estas se clasifican en:

Reservas Posibles: Es el estimado de reservas de hidrocarburo en base de datos geológicos, de áreas no perforadas o no probadas.

Reservas Probables: En este caso las reservas se estiman en base a estructuras penetradas, pero se requieren de la obtención de más datos para poderles clasificar como reservas probadas.

Reservas Probadas: La cantidad de hidrocarburo que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existente.

Roca Madre: Composición litológica (roca sedimentaria) que contiene material orgánico que puede generar acumulaciones de hidrocarburo.

Roca Reservorio: Unidad litológica permeable que físicamente es capaz de almacenar hidrocarburos.

Roca Sello: Roca de carácter sellante (impermeable) que permite la retención de fluidos en la trampa

Reservorio: Acumulación de hidrocarburos con vinculación hidráulica entre todos sus puntos.

Saturación: Es la fracción del volumen poroso del yacimiento que está ocupado por un determinado fluido o lo que es lo mismo el porcentaje del espacio poroso de una roca que está ocupado por un fluido.

Separador: Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua. Equipo destinado a separar el gas y el agua de los hidrocarburos líquidos producidos.

Sistema Petrolero: Comprende una roca madre madura y todas las acumulaciones de hidrocarburo relacionadas genéricamente. Incluye todo los elementos y procesos geológicos que participaron en la acumulación del hidrocarburo (petróleo y/o gas).

Tanques: Recipientes metálicos donde se guardan los hidrocarburos. Según el tipo de producto almacenado, será el tanque que lo encierre, habiendo esferas para los LPG, tanques de techo flotante para crudos y productos ligeros o de techo fijo o con cúpula para los más pesados.

Trampa: Configuración que impide la normal movilidad de los hidrocarburos provocando su acumulación. Puede ser de origen estructural, estratigráfico o combinado.

Transgresión: Avance de las aguas de mar sobre una región continental, d lugar a una secuencia de depósitos de medios progresivamente más profundos.

Viscosidad: Propiedad de los fluidos que caracteriza su resistencia a fluir, debida al rozamiento entre sus moléculas.

Yacimiento: Uno o más reservorios de hidrocarburos agrupados y/o relacionados entre sí, dentro de la misma trampa geológica. En un mismo yacimiento pueden coexistir múltiples reservorios separados vertical o lateralmente por rocas impermeables y/o barreras geológicas locales.

Yacimiento Anticlinal: Yacimiento formado en un plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo. Las anticlinales son excelentes para

perforación puesto que el crudo en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua.

Yacimiento de Hidrocarburos: Genéricamente es un cuerpo rocoso con una serie de características peculiares (porosidad, permeabilidad, etc.), donde se encuentra acumulado un volumen significativo de hidrocarburo.

2.6. HIPÓTESIS:

2.6.1. Hipótesis General

- La evaluación geológica de las arenas completas de la Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur permitirá realizar una adecuada caracterización del reservorio recuperable económicamente.

2.6.2. Hipótesis Específica

- El estudio detallado de las 16 arenas de la Formación Salina Mogollón presentes en el Yacimiento Mirador Sur permitirán estimar las reservas recuperables económicamente y se determinará según la evaluación geológica de la Formación Salina Mogollón que existen reservas de petróleo en el Yacimiento Mirador Sur.

2.10 VARIABLES

- **Variable dependiente:**

Formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur en Lote III

- **Variable independiente:**

Interpretar los métodos eléctricos de pozos existentes.

CAPITULO III

DESARROLLO EXPERIMENTAL

3.1. AREA DE ESTUDIO

El yacimiento Mirador Sur se ubica al sur del Lote III. En esta zona se perforaron 18 pozos desde el 2008 hasta la fecha de 2013.

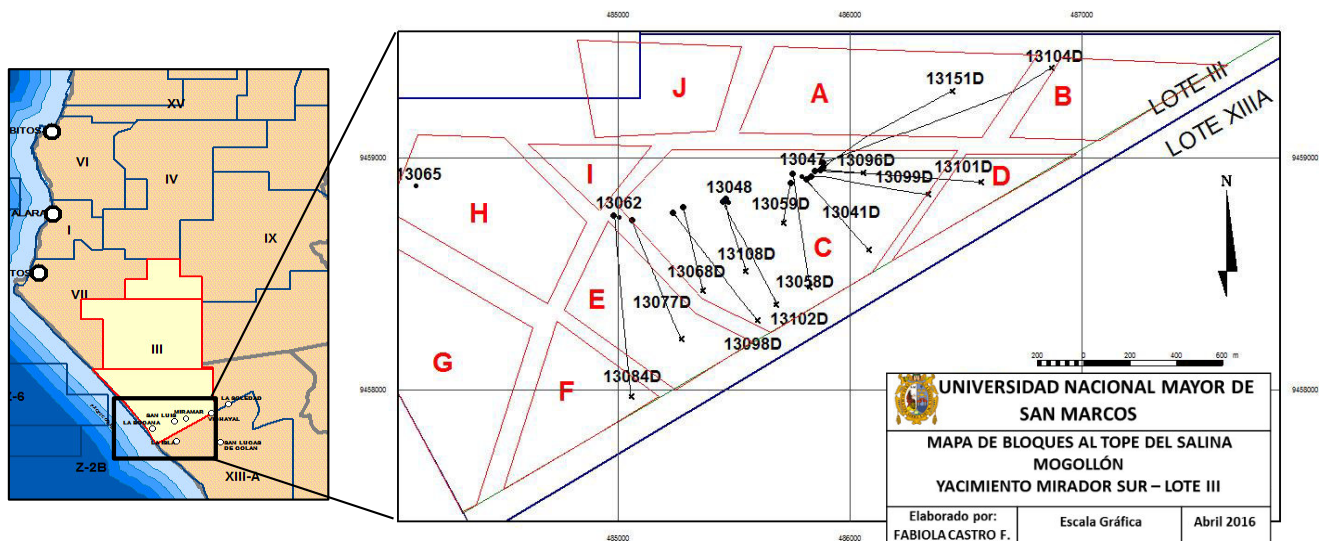


Figura 9. Ubicación de los pozos en el Yacimiento Mirador Sur

3.2. MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN

Para la óptima caracterización del reservorio, se ha determinado que el yacimiento Mirador Sur está formada por un número de arenas desde la arena número 2 a la arena número 18, estas arenas en su totalidad no se encuentran completas en todos los pozos, debido a la geomorfología del yacimiento, la deposición de sedimentos y discordancia al tope de la Formación Salina Mogollón en la zona Sur de la cuenca; por tal motivo la arena 1 se

erosionó en su totalidad a lo largo del Yacimiento. Hasta la actualidad no se han realizado modelos de facies de las arenas de la Formación Salina Mogollón.

De lo expuesto anteriormente se ha postulado el modelo deposicional para la formación Salina Mogollón para determinar la sedimentación adecuada depositada en la cuenca Talara.

3.2.1. Modelo Grover Gonzales

Grover G. afirma que la formación Salina Mogollón pertenece al ciclo sedimentario Salina-Palegreda, este ciclo se inicia con la sedimentación de lutitas poco potentes, las cuales dan pasó a un conglomerado basal transgresivo (Basal Salina). La sedimentación de la formación Salina Mogollón se realiza aproximadamente a la mitad del ciclo, con la presencia de estratos que se hacen progresivamente más fluvial, especialmente el Norte y el Este (mayor espesor), teniendo su equivalentes marinos hacia el Oeste y sur (menor espesor). En estos estratos se puede observar el cambio gradual hacia areniscas que han sido depositados en un frente deltaico y posteriormente se convierte en conglomerados de tipo fluvial. Finalmente G. Gonzales postula que esta formación tiene un carácter fluvial.

CICLO SEDIMENTARIO SALINA - PALEGREDA

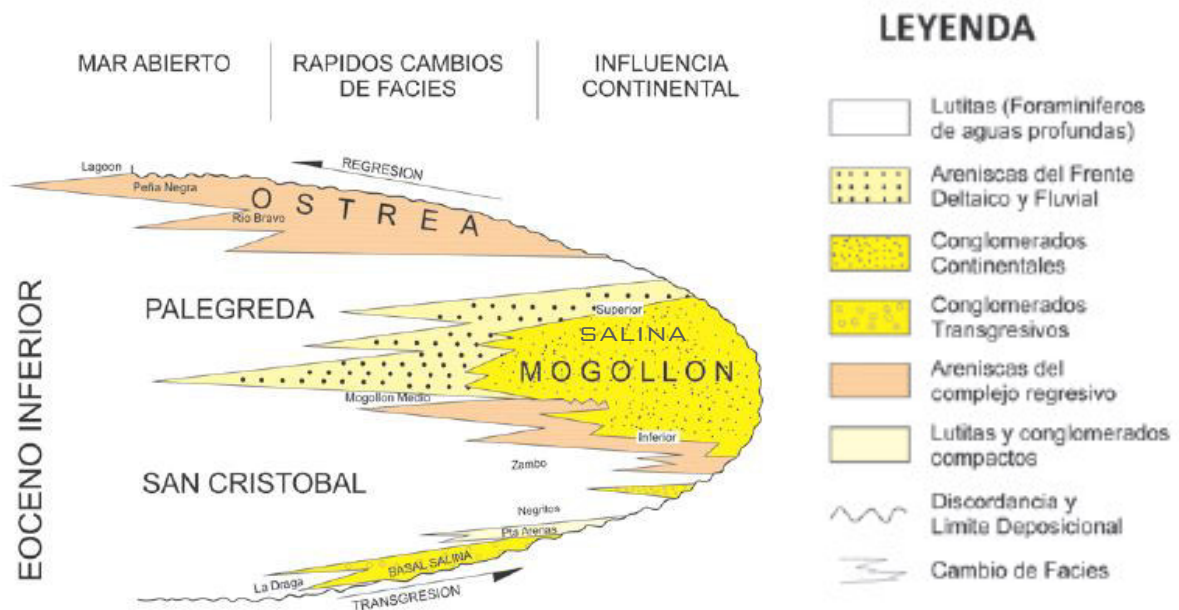


Figura 10. Modelo deposicional de la Formación Salina Mogollón

3.3. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO

El análisis estratigráfico se realizó con la finalidad de diferenciar dentro de la Formación Salina Mogollón, las principales unidades productivas y su distribución en el Yacimiento.

Se realizó en base a las correlaciones de registros litológicos y eléctricos (GR y Resistividad) de los pozos, a través de esta correlación se obtuvo un registro compilado que presenta a la formación Salina Mogollón con un espesor de 1600 pies.

El pozo 13041D presenta el registros con el mayor número de las arenas de la formación Salina Mogollón: S2, S3, SS5, SS6, SS7, SS8, SS9, SS10, SS11, SS12, S5, SS14, SS15, SS16, SS17 y SS18, S4.

EDAD	UNIDAD LITOLÓGICA	SÍMBOLO	GROSOR	LITOLOGÍA
CENOZOICO	LAGUNITOS	TABLAZO		
		MIRADOR	+2,800'	Arenisca, conglomerado y Lutita
		CHIRA	2,200' - 4,000'	Lutita gris, bentonítica Limolita
		VERDUN		Arenisca, conglomerado y Lutita
	EOCENO	TALARA	50' - 250'	Lutita marrón clara Arenisca verdosa
		PARIÑAS	0' - 300'	Arenisca, gris clara, grano grueso
		PALEGREDA	200' - 1,000'	Lutita gris oscura, glauconítica
		SALINA MOGOLLÓN	1,600'	Arenisca gris y conglomerado Lutita gris oscura, glauconítica
		BALCONES	500' - 1,500'	Lutita gris, limolítica, micacea
		REDONDO	100' - 1,100'	Lutita marrón, calcarea Marmor o Caliza
		AMOTAPE	+6,000'	Cuarcitas, argillitas
MESOZOICO	CRETACEO			

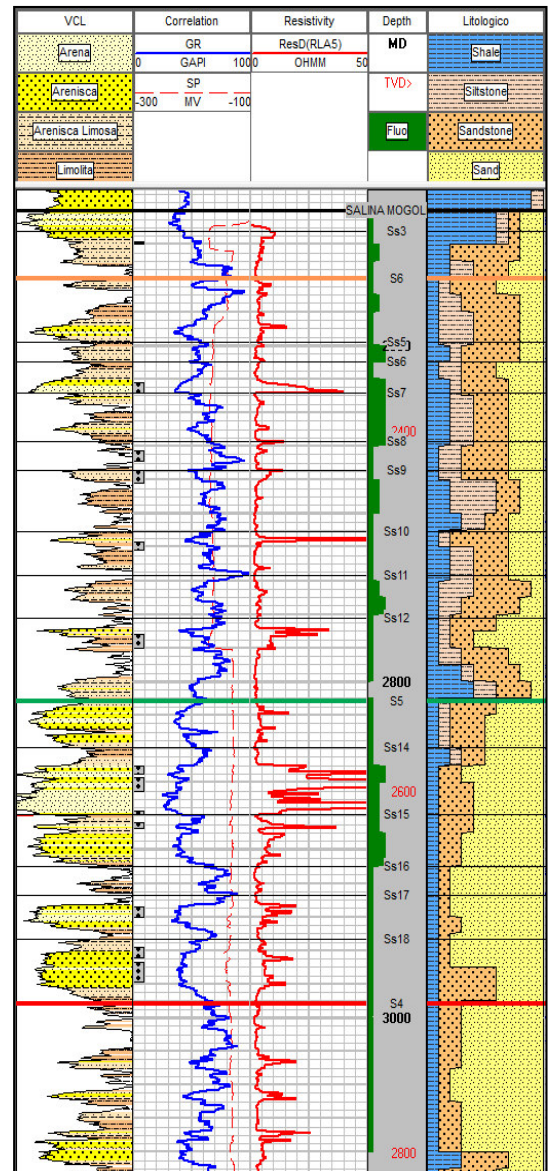


Figura 11. Formación Salina Mogollón en pozo tipo 13041D con el mayor número de arenas en el Yacimiento Mirador Sur.

La formación salina Mogollón en el Lote III está constituida por una secuencia de arenas lenticulares, alternadas con lutitas, en su sección completa se identifican 6 marcadores. Al sur del Lote III la secuencia completa de esta formación esta interrumpida por la discordancia Pre-Salina Mogollón, así mismo se identifican arenas con propiedades petrofísicas y de fluido diferentes, siendo el intervalo de las arenas 13-18 las que mejor

características de roca reservorio tienen en el área, constituyendo cada arena un reservorio independiente.

La secuencia de sedimentación de las arenas de la formación Salina Mogollón después de los eventos geológicos sucedidos: fallamiento, erosión y posterior sedimentación, no se encuentran en orden, dicho esto, se observa en el pozo 13041D con el registro litológico completo con un orden discontinuo. Ver figura 12.

Figura 13, se observa la sección estratigráfica completa de la formación Salina Mogollón para el Yacimiento Mirador Sur.

Los valores de los espesores de las formaciones y los pozos correspondientes a cada formación se observan en el ANEXO 3.1.

FORMACIÓN SALINA MOGOLLON LOTE III SUBDIVISIÓN EN BLOQUES DE ARENAS
(SS)

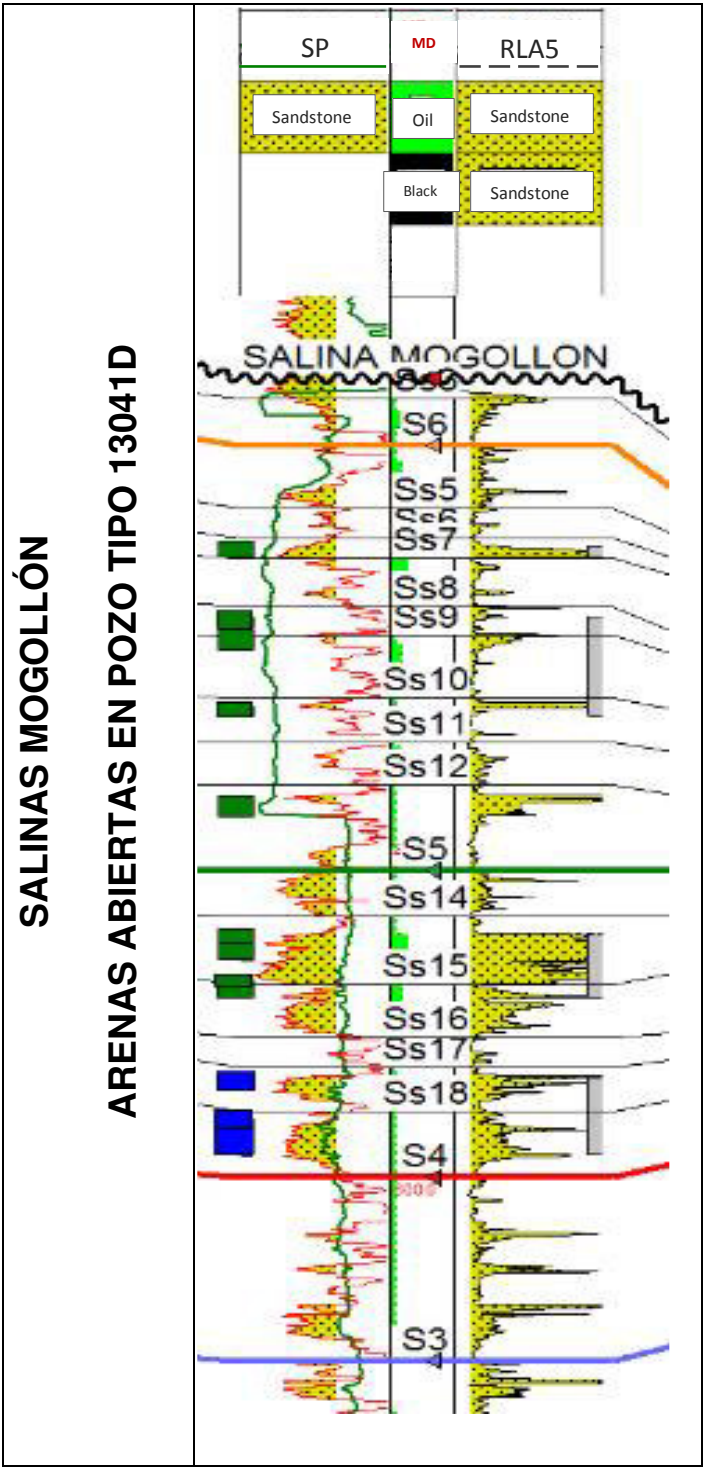


Figura 12. Registro de pozo tipo (13041D) de las 16 arenas de la Formación Salina Mogollón.

M

M'

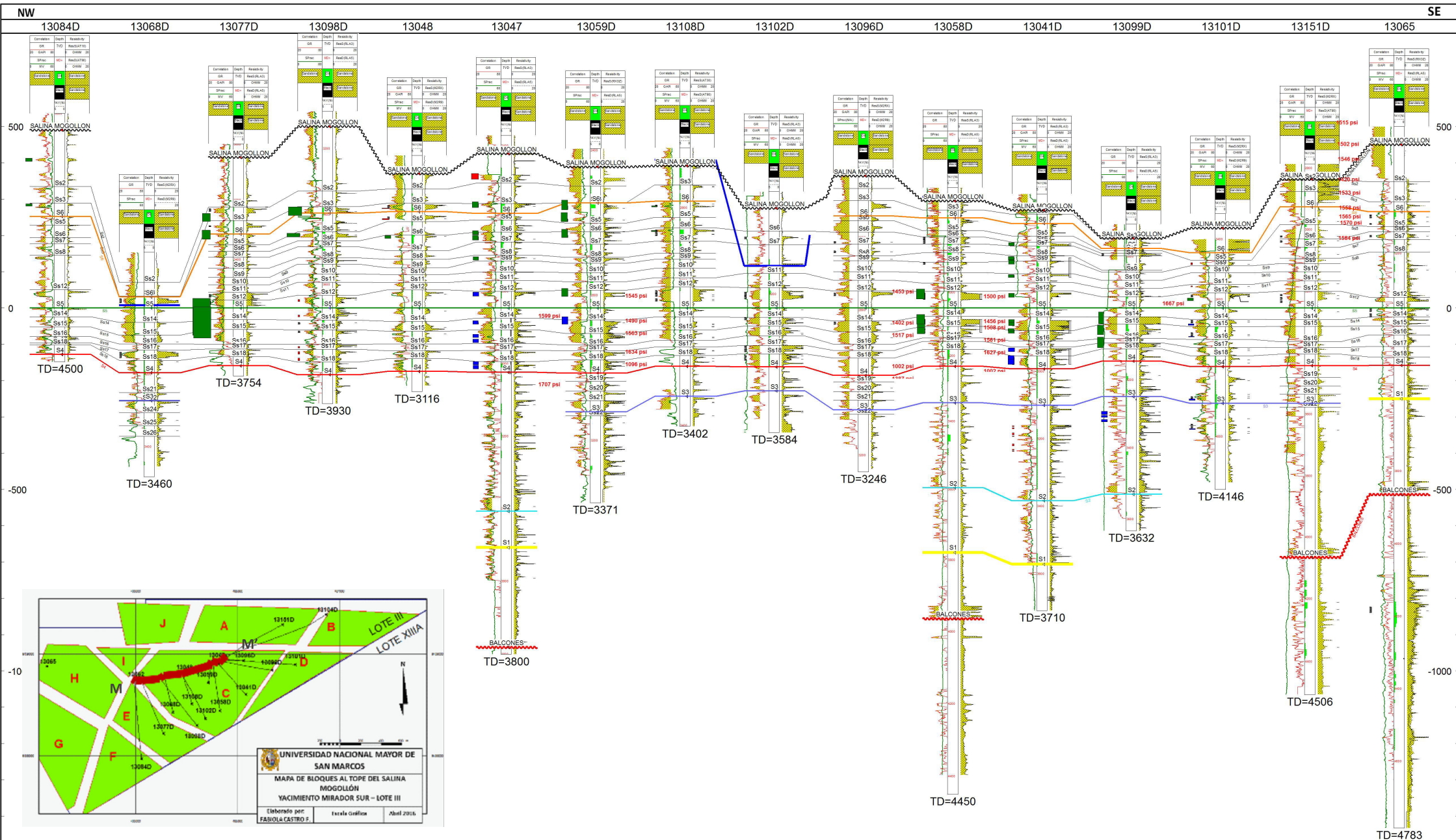


Figura 13. Sección Estratigráfica – Formación Salina Mogollón

3.4. ANALISIS ESTRUCTURAL

Para este estudio se ha elaborado secciones estructurales y finalmente un mapa estructural detallado al tope de la formación Salina Mogollón, con el objetivo de delimitar el reservorio por sus límites estructurales. Los registros han determinado que estas unidades tienen 16° de buzamiento hacia el NW, con leves variaciones de facies en esta zona de estudio.

Se han elaborado 4 secciones estructurales en diferentes direcciones, tratando de conseguir con los pozos existentes líneas de sección lo más rectas posibles para el mejor manejo del buzamiento de los estratos.

Estructuralmente está limitado al Norte por la Falla “Mirador Sur”, Al Oeste por la falla “13062 A”, Suroeste “13062” y al Este por la falla “La Isla”.

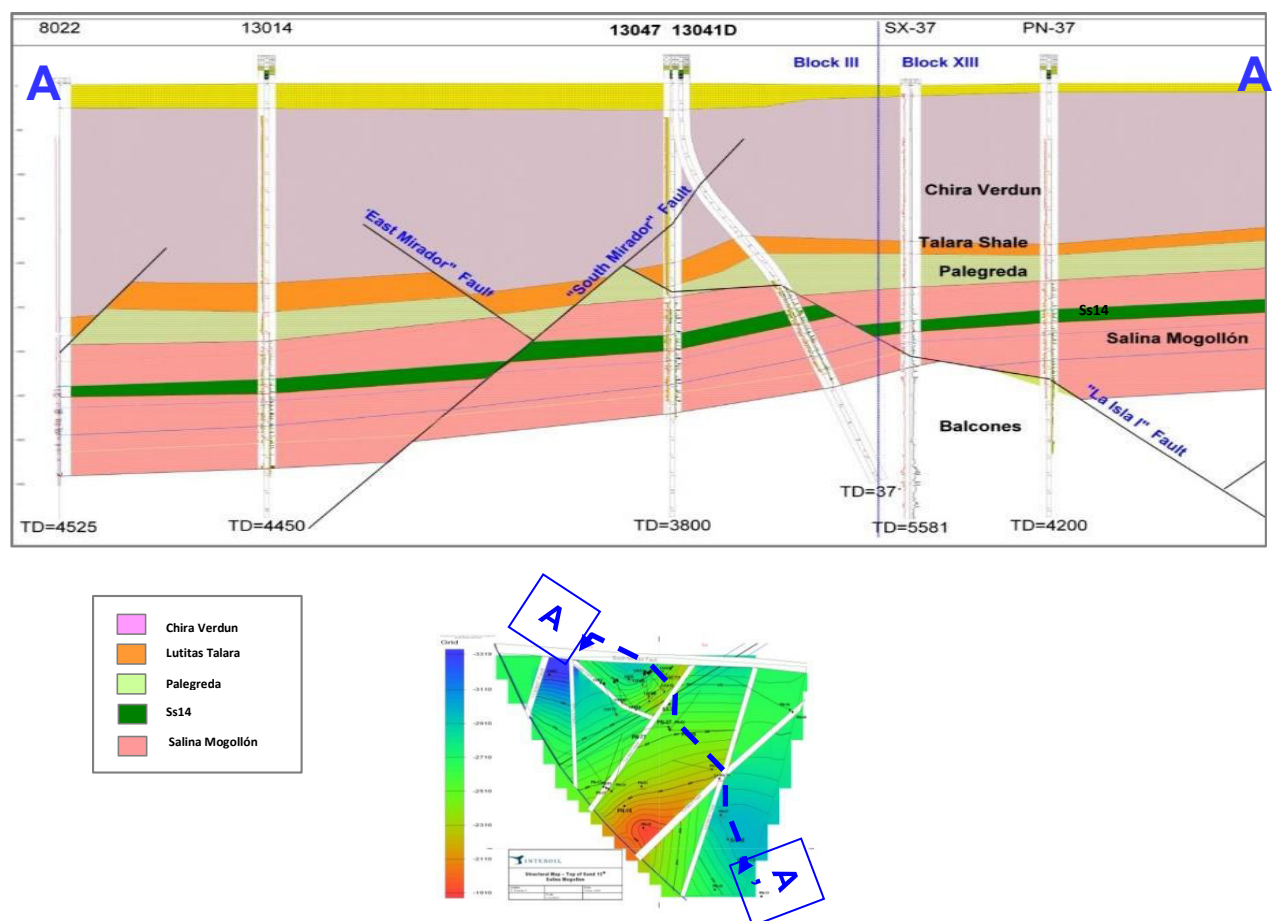


Figura 14. Sección estructural AA' en la zona del NW Y SE del Yacimiento Mirador Sur.

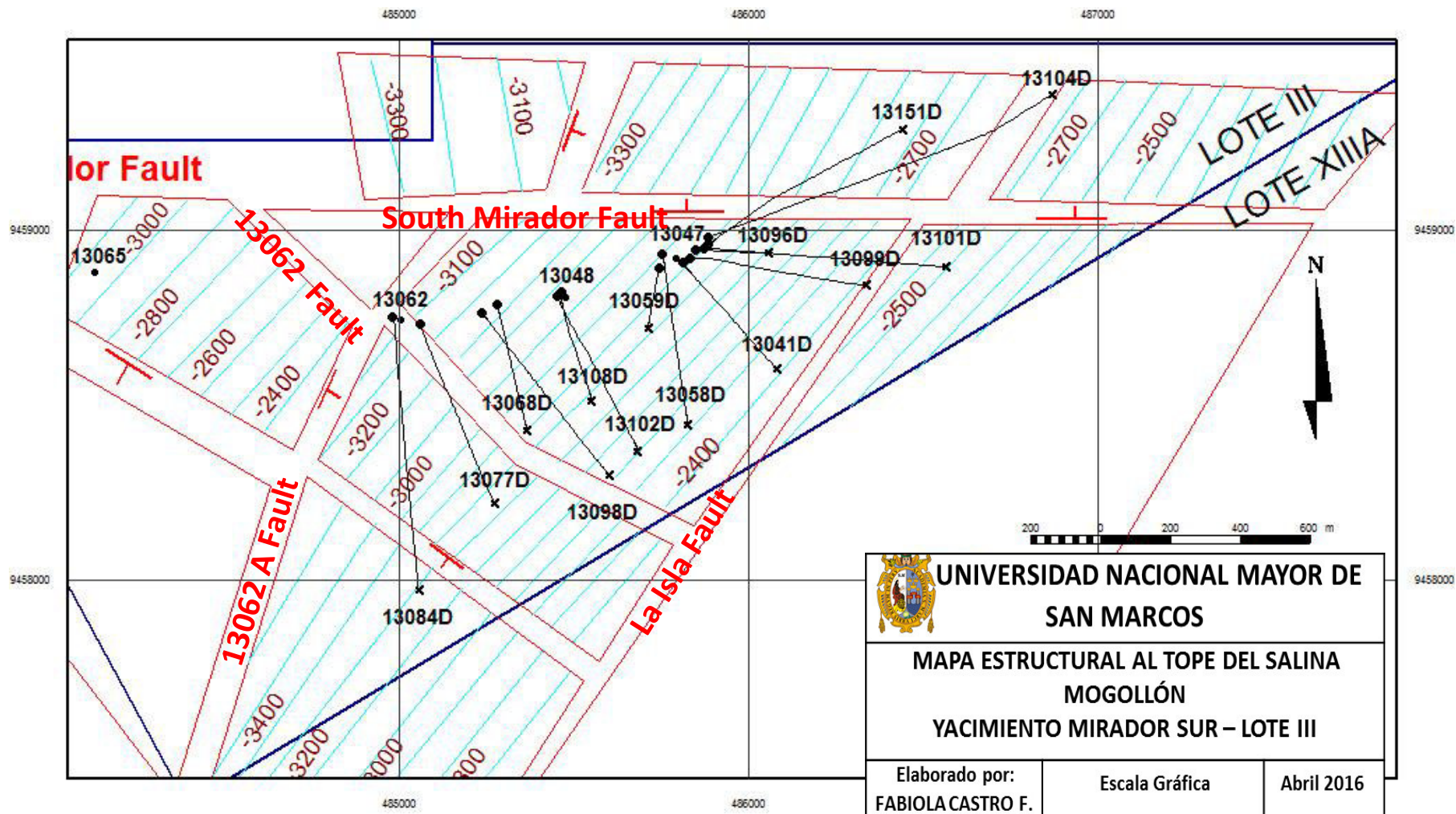


Figura 15. Mapa Estructural al tope de la Formación Salina Mogollón – Yacimiento Mirador Sur.

3.5. ANALISIS PETROFÍSICO

Para la interpretación Petrofísica primero se realizó la recopilación de la data de registros eléctricos y de núcleos existentes, luego del análisis de datos de éstos en el área, se estableció parámetros de Volumen de arcilla (Vsh) máximo a 90 pies, Saturación de agua (Sw) en un promedio a 47% y porosidad Efectiva (Phie) al 22% en un promedio y parámetros de corte para definir los intervalos con potencial de hidrocarburos; Volumen de arcilla (Vsh) menor al 40%, Saturación de agua (Sw) menor al 65% y porosidad Efectiva (Phie) mayor al 12% según el análisis de núcleo del pozo 13068D.

3.5.1. Interpretación de los Registros Eléctricos

Se realizó la evaluación de los registros eléctricos de cada uno de los pozos del Yacimiento Mirador Sur para la obtención de los parámetros petrofísicos correspondientes:

Dentro de los registros disponibles en la mayoría de los pozos, los registros utilizados para el análisis de las arenas fueron:

- Registros de Resistividad: ILD, ILM, SFLU
- Registros de Porosidad: RHOB, RHOZ (Densidad), NPOR (Porosidad de Neutrón)
- Registro de Arcillosidad: Gamma Ray, SP

Con ayuda del software Prizm utilizado para la petrofísica dentro del Geographix se obtuvo:

Volumen de Arcilla (Vsh):

Se determinó el Vsh con la ecuación de Clavier.:

$$V_{shl} = (100 - 100 * \frac{GR - GR_{sh}}{GR_{cln} - GR_{shl}}) / 100$$

Dónde:

Vshl : Volumen de arcilla

GR : Gamma Ray leído del registro eléctrico

GR_{cln}: Gamma Ray en zona limpia (Valor mínimo de GR)

GR_{shl}: Gamma Ray en zonas 100% arcillas (Valor máximo de GR)

Porosidad Efectiva:

$$PHIE = (PHID - Vshl * Phish)$$

Dónde:

PHIE: Porosidad Efectiva

PHID: Porosidad Total (Curva RHOB)

Vshl: Volumen de arcilla (Curva GR)

Phish: Porosidad de la arcilla (Curva NPOR)

Saturación de Agua (Sw):

A partir de la fórmula de Simandoux modificada por utilizada para formaciones donde contienen arena como también arcilla.

$$SwMs = \frac{\left(\sqrt{\left(\frac{Vsh}{Rshl} \right)^2} + \left(\frac{4 * PHIE^m}{a * Rw * (1 - Vshl) * RT} \right) - \frac{Vshl}{Rshl} \right)}{\left(\frac{2 * PHIE^m}{a * Rw * (1 - Vshl)} \right)}$$

Dónde:

Sw : Saturación de agua

RT-HRLT: Resistividad de la formación

PHIE : Porosidad Efectiva

m : Factor de Cementación

n : Factor de Compactación

a : Constante de saturación

El resultado de este análisis se muestra:

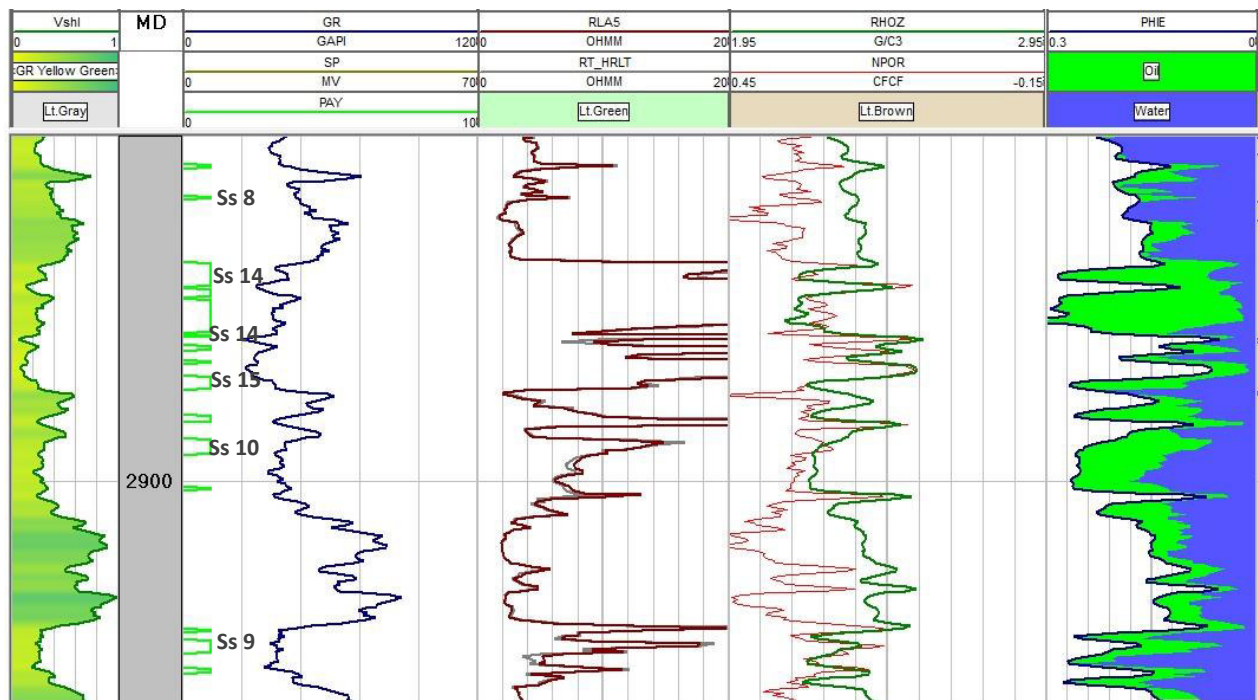


Figura 16. Interpretación petrofísica resultado del proceso en pozo 13041D en el tramo 2900 pies.

De izquierda a derecha nos muestra el volumen de arcillosidad (Vshl), en el segundo track la curva de Gamma Ray, en el tercer track la resistividad, en el cuarto la curva de densidad (porosidad total) RHOZ y la curva de Porosidad de Neutrón (NPOR), en el quinto track la curva azul es la Porosidad Efectiva, el espacio pintado de azul es la saturación de agua (S_w) y el verde es la saturación de hidrocarburos.

Arena Neta: Entre las arenas 12 a la 18, se tienen arenas saturadas de hidrocarburo entre 7 a 66 pies, por tal motivo es el paquete de arenas con mayor contenido de hidrocarburo.

Porosidad: El porcentaje de porosidad efectiva para las arenas 12 a la 18 está entre 19 a 24%.

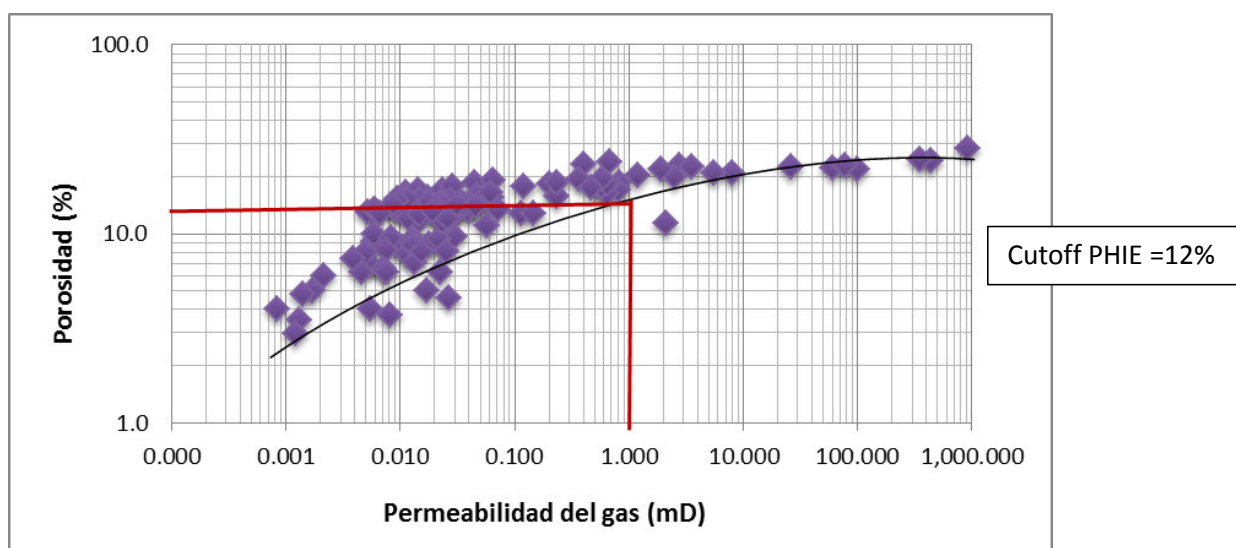
Saturación de Agua: El porcentaje de saturación de agua entre las arenas 12 a la 18 está entre 41 a 55 %.

3.5.2. Parámetros de Corte de Fm Salina Mogollón

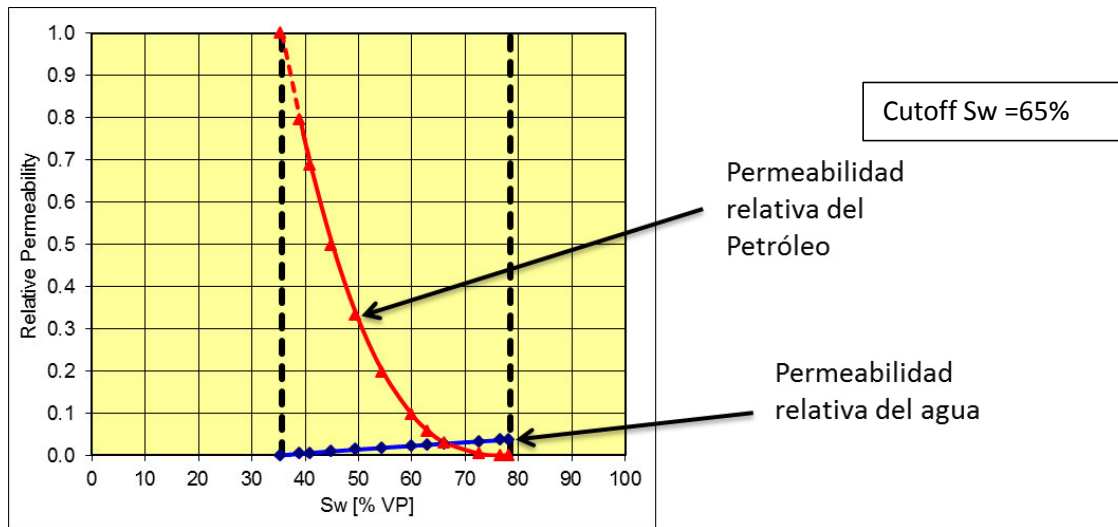
Una vez calculados los parámetros de Volumen de arcilla (V_{sh}), Saturación de Agua (S_w) y porosidad Efectiva (PHIE) se establecen parámetros de corte para definir los intervalos potenciales con hidrocarburos.

Se utilizó el análisis de núcleo tomado del pozo 13068D, donde finalmente se realizó la gráfica de los datos obtenidos de las muestras de cores. Cabe resaltar que las fotos, análisis y descripción del core es información reservada.

Para el corte de porosidad se utilizó la gráfica Porosidad Vs Permeabilidad del gas donde a valor de 1 mD de gas, se obtiene la porosidad a un 12%.



Cutoff Porosidad Efectiva –Análisis de núcleo Pozo 13068D



Cutoff S_w – Análisis de núcleo Pozo 13068D

En la gráfica de la permeabilidad se realizó en análisis del núcleo del pozo 13068D, donde los datos de permeabilidad del agua y permeabilidad del petróleo llegan a un punto de cruce de 65 % definido como el parámetro de corte de S_w .

Del cual finalmente tenemos los cortes respectivos:

Tabla 1. PARÁMETROS DE CORTE PARA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN

CUTOFFS		
Saturación de Agua	(S_w)	Menor al 65%
Porosidad Efectiva		Mayor al 12%
(PHIE)		
Volumen de Arcilla	(V_{shl})	Menor al 40%

3.5.3. Análisis de la Evaluación

Teniendo el resultado de los volúmenes de arenas netas se puede hacer un análisis proporcional con los acumulados actualmente.

Tabla 2. ANALISIS PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN POR BLOQUE YACIMIENTO MIRADOR SUR

BLOQUES	POZOS	ARENAS ABIERTAS SATURADAS DE HIDROCARBURO	Arena Neta (pies)	Porosidad %	Saturación Agua %
A	13151D	6, 8, 9, 10, 14, 15	59	20	53
B	13104D	3, 6, 8	73	22	48
C	13041D	6, 8, 9, 10, 14, 15	90	22	45
	13047	3, 6, 8			
	13048	3, 6			
	13058D	12, 14, 15, 9, 16			
	13059D	3, 4, 6, 12			
	13068D	3, 17			
	13096D	6, 12, 14			
	13098D	3, 5, 12, 16, 17			
	13099D	6, 14, 15, 17			
	130102D	6, 12, 14, 17, 18			
	13108D	3, 6			
D	13101D	12, 14, 15	90	21	38
E	13077D	2, 3	51	23	50
F	13048D	3, 6	10	23	51
G			28	21	43
H	13065D	3, 6, 12	32	21	43
I	13062	2, 3	47	23	41
J	13084D	-	25	23	66

En la perforación del pozo 13084D se abrieron las arenas 2 y 3 de las cuales produjo solo agua, por tal motivo este pozo paso a estado ATA (pozo temporalmente abandonado) para un rebaleo futuro, finalmente se le realizó la estimación de los parámetros petrofísicos a partir de la evaluación de los bloques continuos de arena neta con 25 pies y porosidad

efectiva de 23%, discriminando la presencia de petróleo para las arenas abiertas con una saturación de agua de 66%.

3.5.4. Análisis PVT

Son los parámetros de presión, volumen y temperatura (PVT), son análisis que se realiza en laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento simulando las condiciones del reservorio; sus resultados son más confiables que los obtenidos en las pruebas de campo ya que estos se realizan bajo controles más estrictos.

Los datos fueron obtenidos de pruebas PVT disponible y también calculados, tomadas del pozo 13062, lo mismo que se detallan en el ANEXO 3.2.

Tabla 3. ANÁLISIS PVT

PVT	Salina Mogollón
Pb (psia)	1648
Ps (psia)	357
Rsi cal (scf/stb)	338
Rs act (scf/stb)	57
Bob (bbl/stb)	1.1398
Boi	1.1829
Boact (bbl/stb)	1.1829
Uo dead oil (cp)	1.98
Uob (cp)	0.99
Uo act (cp)	1.71
Cf (psi-1 10-6)	3.5
Coí (psi-1 10-4)	1.9
Coact (psi-1 10-3)	1.8
Cgi (psi-1 10-4)	6.2
Cgact (psi-1 10-3)	2.8
Cw (psi-1 10-6)	3.0
Ctact (psi-1 10-6)	3.5
Bogi (ft3/scf 10-3)	9.0
Bogact (ft3/scf 10-2)	4.4
Dens. Oil inic (lb/ft3)	47
Dens. Oil burb (lb/ft3)	47
Dens. Oil act (lb/ft3)	50
Cob (psi-1 10-6)	8.8
API	39.5

Fuente: Modelo para el cálculo de parámetros PVT W. García. Elaborado por: F. Castro

CAPITULO IV

CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO

4.1. CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO

El propósito de caracterización del reservorio es integrar la información obtenida de los diferentes análisis realizados para generar modelos predictivos que pueden utilizarse durante el ciclo de vida del reservorio.

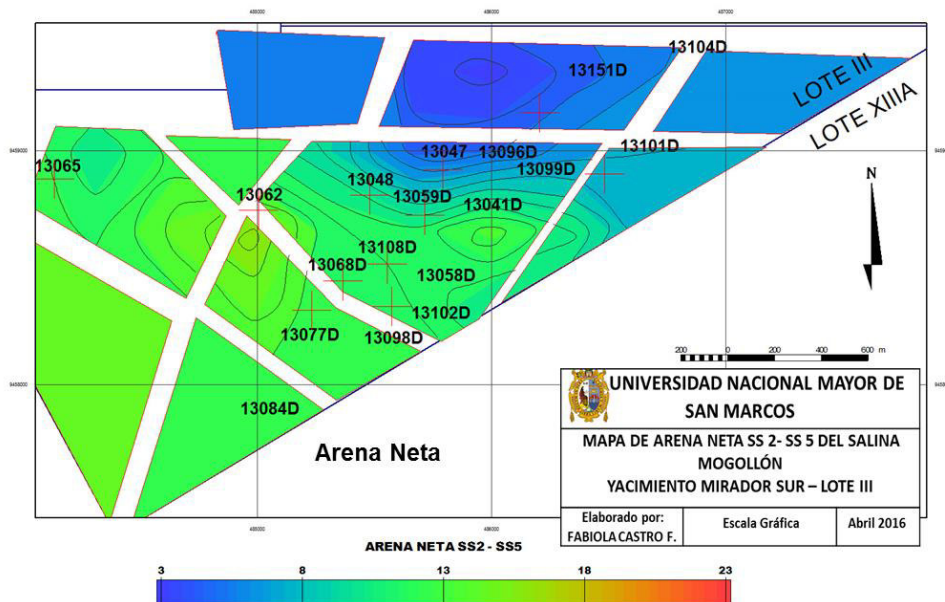
Toda la información debe ser integrada desde el análisis estratigráfico hasta el petrofísico.

Se ha construido un modelo geológico basado en la reinterpretación estructural del área, definiendo los límites y la geometría del reservorio usando como herramienta la correlación de los pozos en secciones estructurales y construcción del mapa estructural.

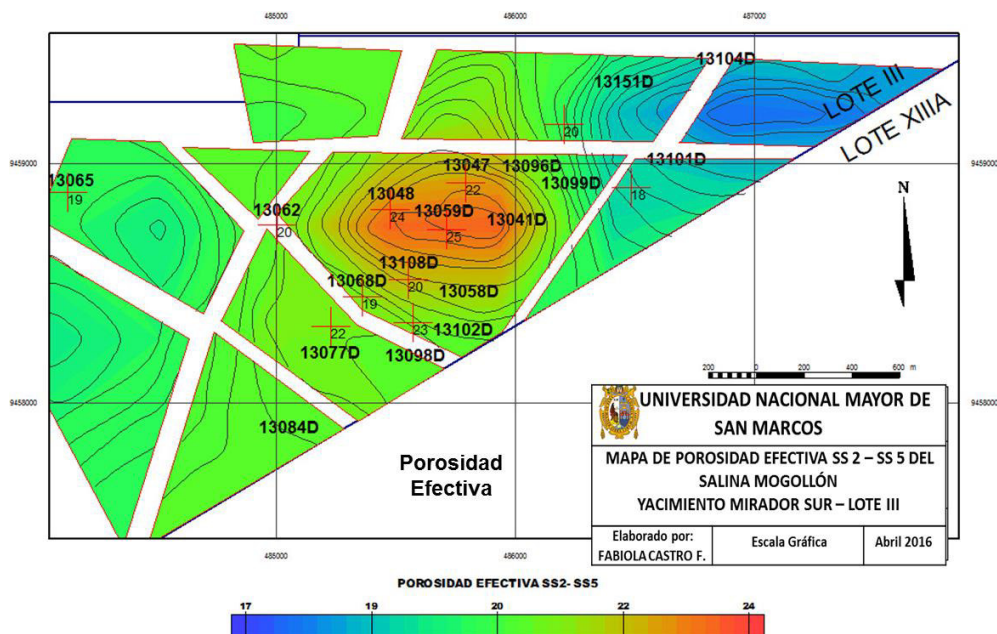
Se ha definido unidades estratigráficas, determinando la continuidad interna del reservorio.

Se ha realizado la interpretación de perfiles, obteniendo valores de porosidad, saturación de agua y arena neta por unidad.

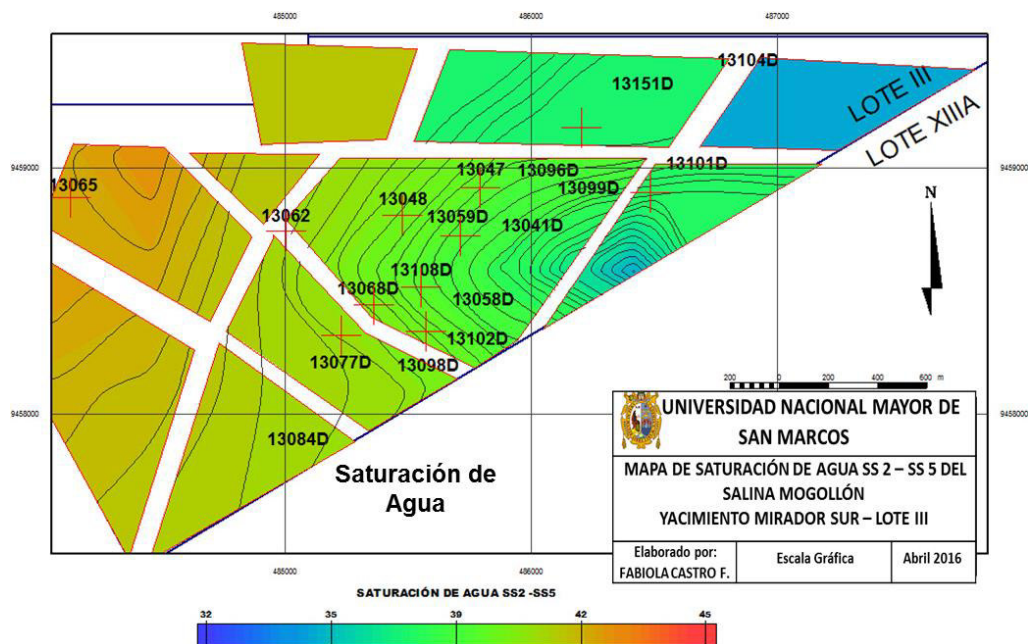
4.1.1. Fm. Salina Mogollón SS 2 – SS 5



El contenido de área saturada de hidrocarburo está entre 3 a 18 pies.

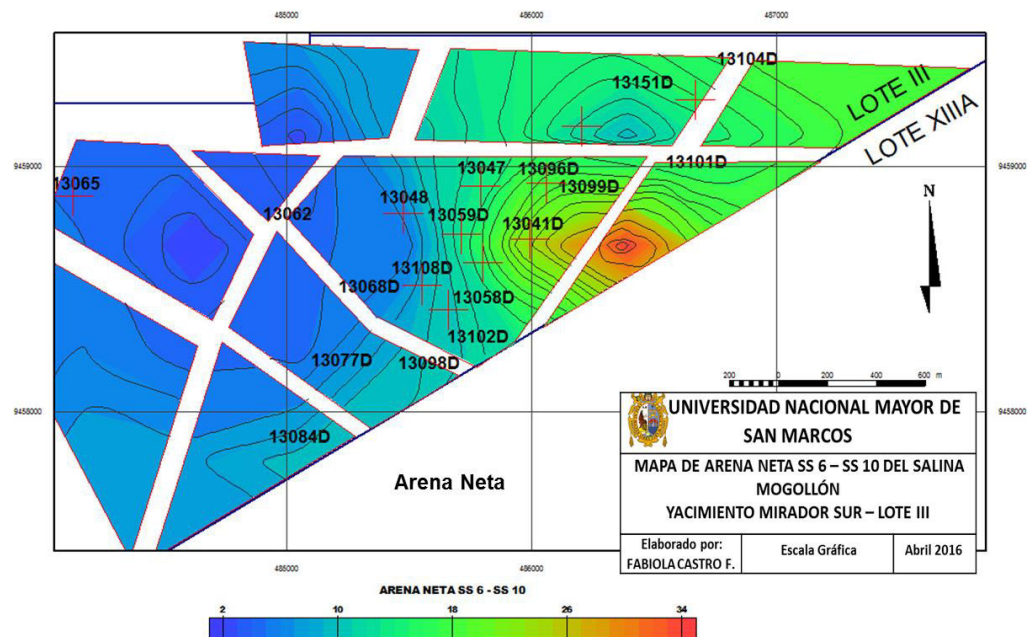


El porcentaje de porosidad efectiva esta entre 18 a 25%.

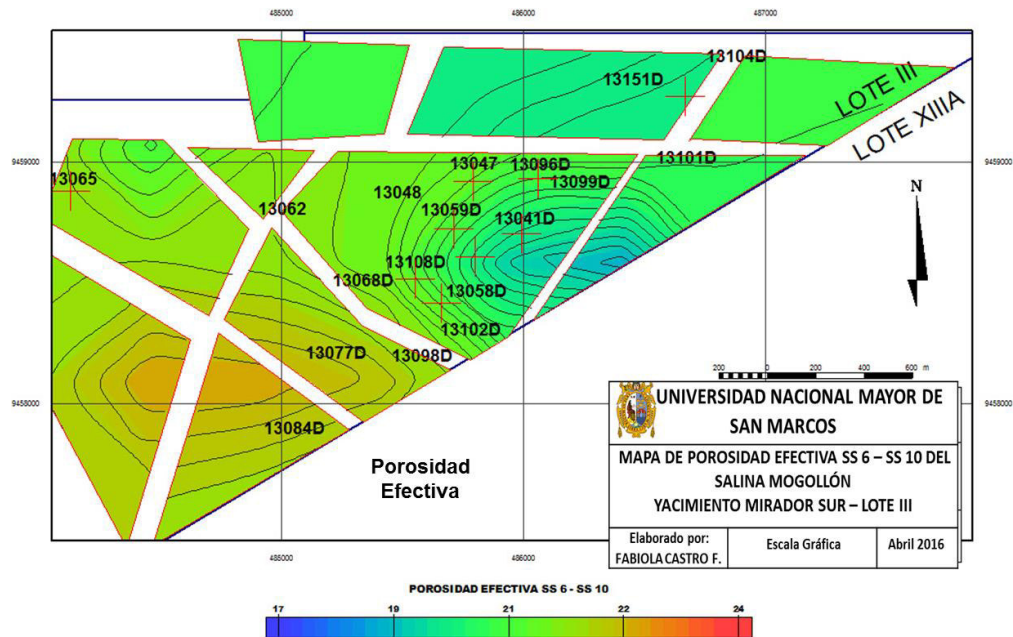


El porcentaje de saturación de agua está entre 32 a 52%.

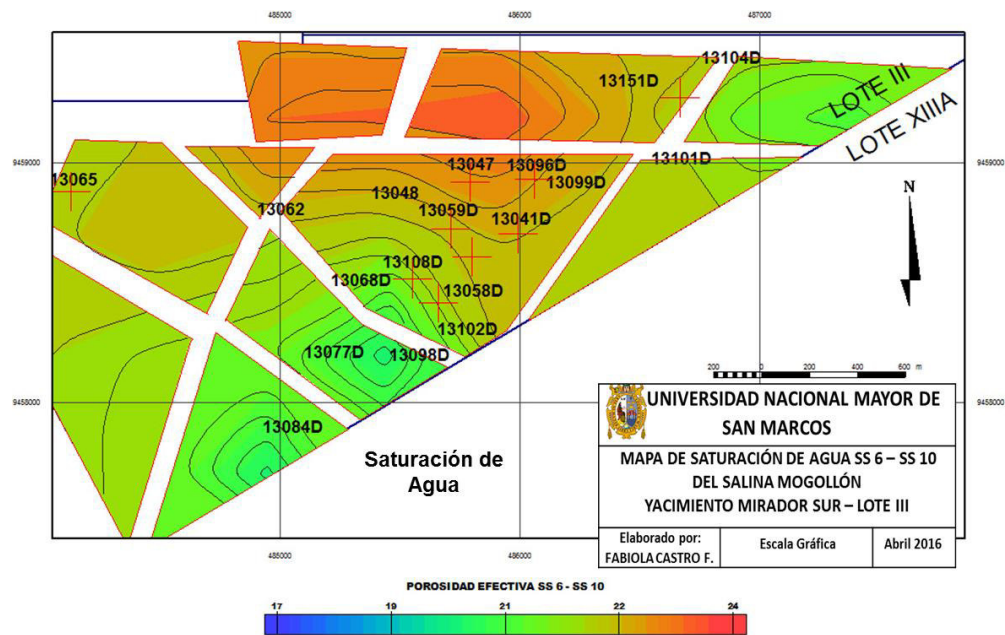
4.1.2. Fm. Salina Mogollón SS 6 – SS 10



Entre las arenas SS6 A SS10, el contenido de arenas saturadas de hidrocarburo está entre 3 a 34 pies.

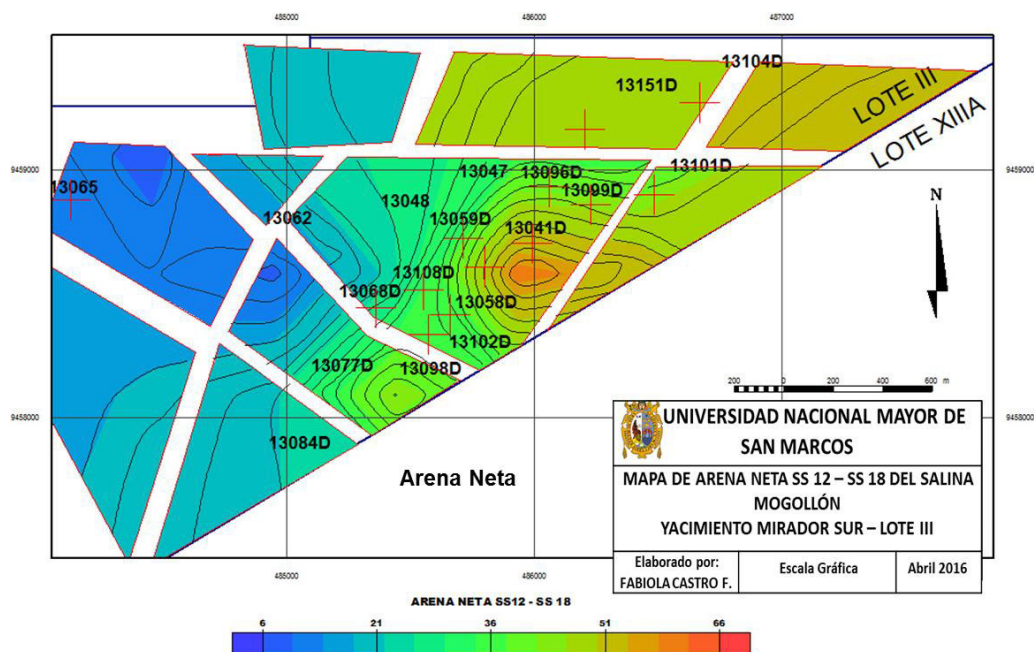


El porcentaje de porosidad efectiva entre las arenas SS 6 a SS 10 está entre 17 a 24%.

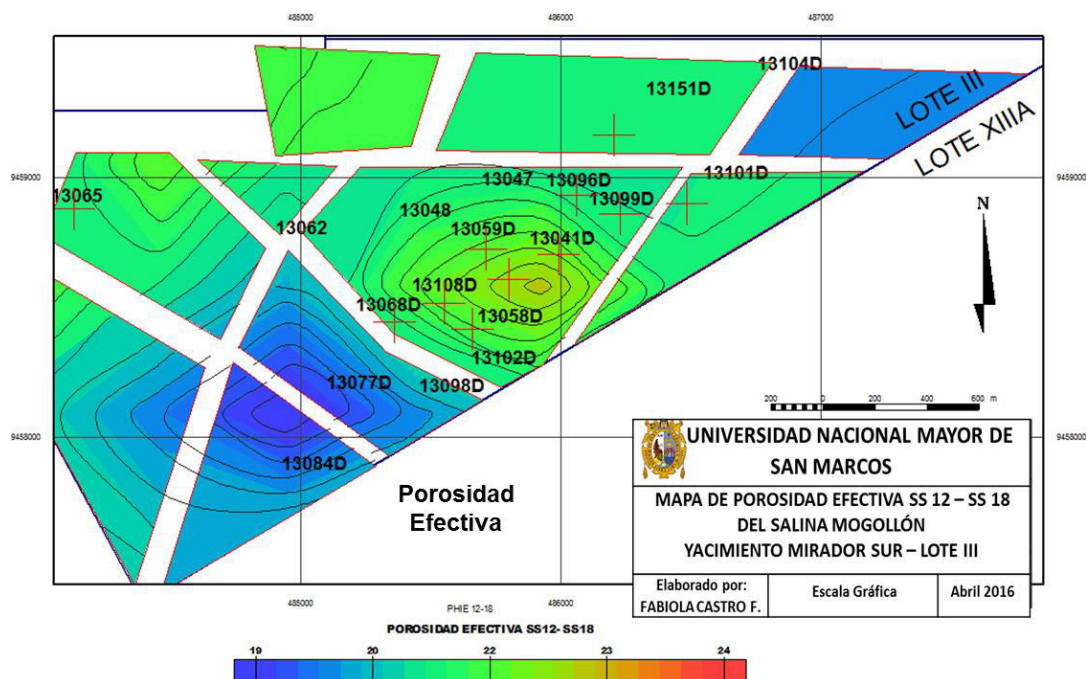


El porcentaje de saturación de agua entre las arenas SS6 – SS10 está entre 35 a 51%.

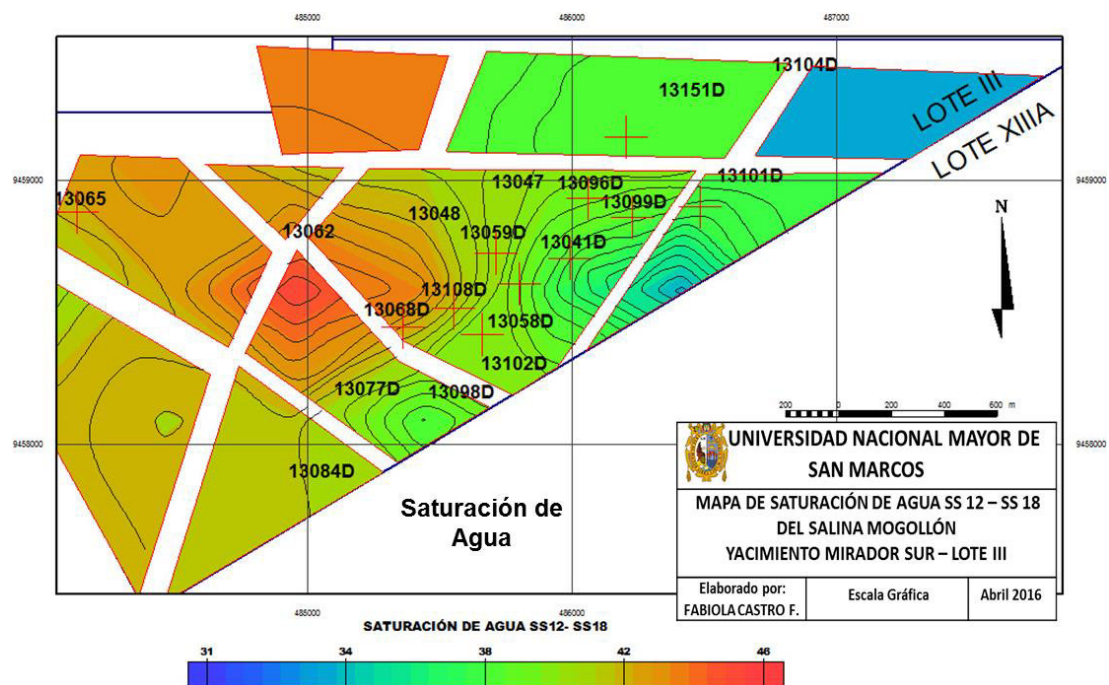
4.1.3. Fm. Salina Mogollón SS 12- SS 18



Entre las arenas SS12 A SS18, el contenido de arenas saturadas de hidrocarburo está entre 7 a 66 pies; interpretando de esta manera, que el mayor contenido de arenas saturadas de hidrocarburos se encuentran entre las arenas SS12 – SS18.



El porcentaje de porosidad efectiva entre las arenas SS 12 a SS 18 está entre 19 a 24%.



El porcentaje de saturación de agua entre las arenas SS12 – SS18 está entre 41 a 55%.

CAPITULO V

GEOLOGÍA ECONÓMICA

5.1. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR

Actualmente la producción acumulada asciende a 3 MM STB (millones de barriles de petróleo) y el yacimiento cuenta con 18 pozos de los cuales 1 es pozo ATA (13084D pozo abandonado temporalmente) y 17 pozos se encuentran en producción.

El primer pozo en perforarse fue completado el 2008 y tuvo como objetivo la formación Salina Mogollón y se perforó a profundidad de 3710'. Posteriormente se perforan 17 pozos en la zona de estudio.

El pronóstico de las reservas de producción de hidrocarburo del Yacimiento Mirador Sur indica una declinación para los siguientes años. Con los resultados obtenidos en el presente estudio de Tesis, se estima contribuir con los pronósticos de incremento de la producción en el reservorio.

ANEXO 2.1. Asignación de pozos perforados en el Yacimiento Mirador Sur.

Anexo 5.1. Muestra curva RPI vs Producción Acumulada

5.2. ANÁLISIS DEL RESERVORIO

. El mecanismo de impulsión del reservorio es gas en solución; esto es dicho por lo siguiente:

- El caudal de Petróleo disminuye lentamente hasta que el gas irrumpe y aumenta.
- La producción de agua es baja.

5.2.1. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR.

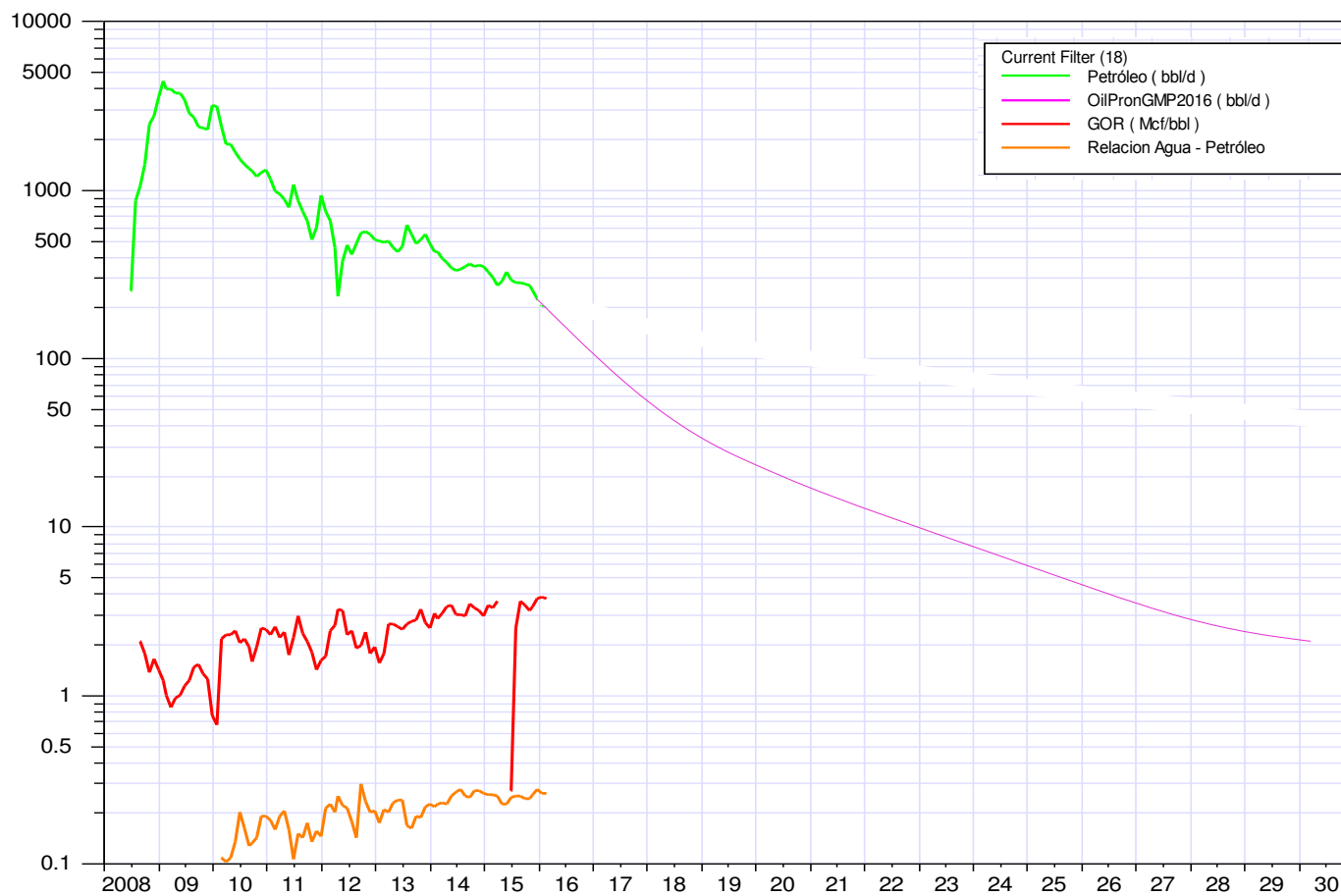


Figura 17. Historia de producción de reservas de petróleo en el Yacimiento Mirador Sur.

CAPITULO VI

RESERVAS DE LA FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN EN EL YACIMIENTO MIRADOR SUR

6.1. INTRODUCCIÓN

Se realizó el cálculo del petróleo en el Yacimiento Mirador Sur con el método volumétrico, estimando de esta manera un total de 32 073 667 Stb (barriles de petróleo) para la Formación Salina Mogollón, se comprobó este resultado utilizando el Método de Balance de Materia con un resultado de 32 387 739 Stb (barriles de petróleo). Ambos métodos estimaron un total de 32 Mm Stb (millones de barriles de petróleo) para la formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur.

6.2. CALCULO DE RESERVAS

6.2.1. Método 1 - Calculo Volumétrico De Hidrocarburos

Aplicado cuando se tiene suficiente información geológica areal en base a los pozos perforados.

Aquí, el Volumen que se encuentra en el espacio poral del reservorio es transformado a volúmenes de hidrocarburos a condiciones estándar, el volumen neto del reservorio que contiene las reservas de hidrocarburos es determinado por la información geológica, basada en el análisis petrofísico realizado donde se utilizó toda información disponible.

De la evaluación geológica se diseñó el mapa estructural de los pozos perforados en el Yacimiento Mirador Sur, los cuales se delimitaron en 10 bloques estructurales, dentro de ello se tienen 7 bloques de interés y 3 bloques donde no se perforaron pozos por lo que se estimaron las reservas según la disposición estructural (fallas y buzamientos) y datos de

pozos vecinos. Con la caracterización geológica se obtuvo el número de arenas saturadas de hidrocarburos, es decir, de las arenas 12 a la 18; de todos estos resultados obtenidos de la evaluación geológica se calculó el petróleo original insitu para cada uno de los bloques del Yacimiento Mirador Sur.

Se diseñó el modelo geológico estructural con ayuda del software Geographix (Fig.18), los cuales se obtuvo el acreaje para cada bloque estructural del Yacimiento Mirador Sur; estos datos obtenidos se reemplazaron en el cálculo volumétrico de hidrocarburo (Método 1).



$$POIS = 7758x \frac{A x H x \emptyset x (1 - Sw)}{Bo}$$

A = Área (acres).

7758 = Factor de conversión de acre-pies a bbl.

H = Espesor de Arena Neta (pies)

Ø = Porosidad Efectiva (%)

Sw = Saturación de agua (%)

Bo = Factor volumétrico de formación (bbl/STB)

POIS = Petróleo Original In situ (STB)

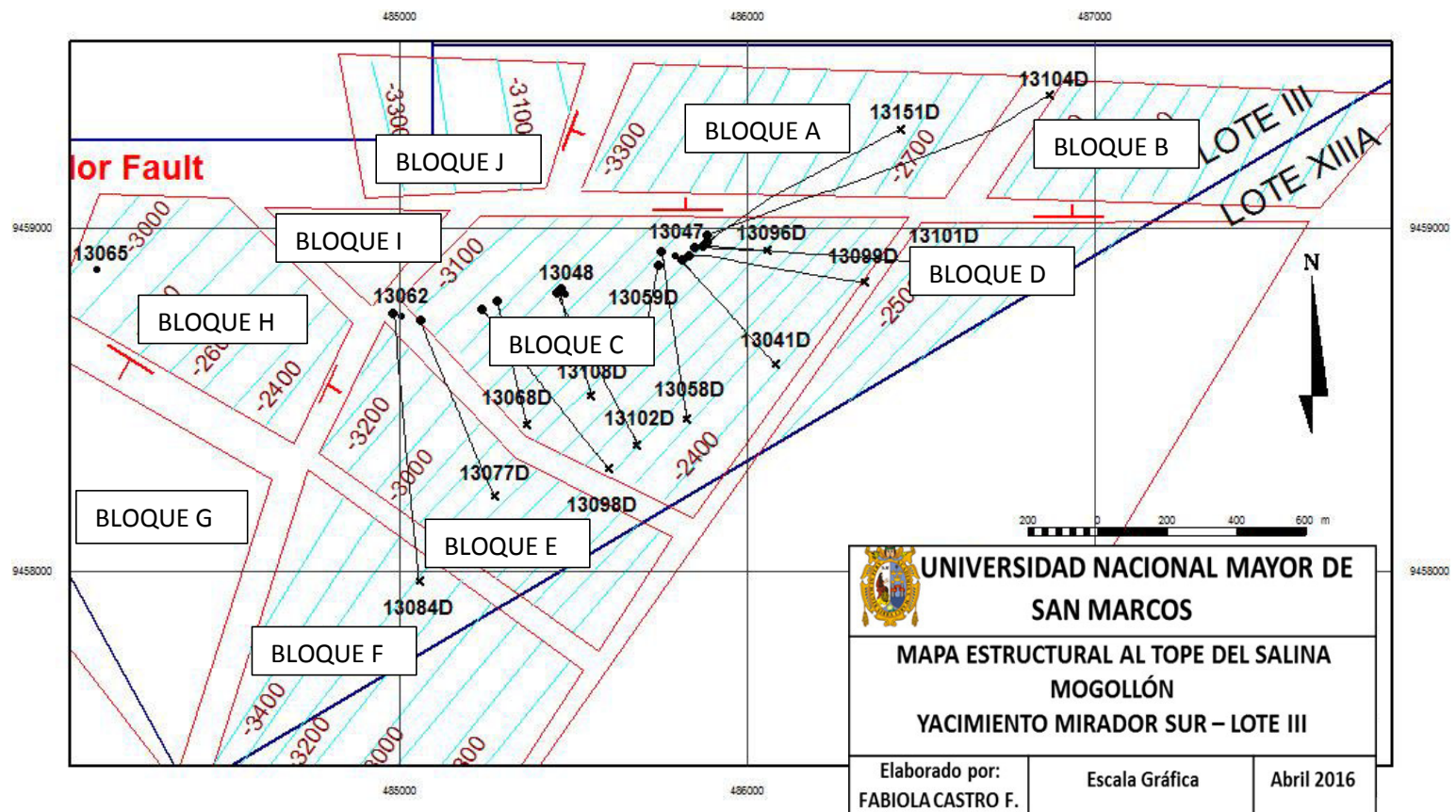


Figura 18. Modelo geológico estructural con bloques del Yacimiento Mirador Sur; de los cuales el F, G y J no presentan pozos perforados.

6.2.1.1. Resultado empleando el Método Volumétrico

Se tiene como resultado total de petróleo original insitu 32, 073,667 Stb (barriles de petróleo), los cuales fueron calculados por bloques. El “bloque C” tiene mayor volumen de petróleo original in situ de 10 MM STB (millones de barriles de petróleo) y el de menor volumen de petróleo es el “bloque F” con 538 MSTB (Quinientos treinta y ocho mil barriles) de petróleo in situ. Finalmente con este resultado numérico estimado se corrobora el análisis petrofísico de las arenas de la formación Salina Mogollón (Tabla 2); que en el “bloque C” existe el mayor número de arenas saturadas de hidrocarburo es decir entre las arenas 12 a la ss18, mientras que el “bloque F” se tienen abiertas las arenas 3 y 6 (Tabla 2), las cuales están depletas, es decir, hasta la fecha con un bajo contenido de hidrocarburos, esto se corrobora con el análisis volumétrico realizado (Tabla 4).

Tabla 4. ANÁLISIS VOLUMÉTRICO DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR

ANÁLISIS VOLUMÉTRICO DEL BLOQUE					
Bloques	Área (Acres)	Arena Neta (pies)	Porosidad (%)	Saturación Agua (%)	Volumen Original In situ (stb)
A	99	56	20	53	3 455 533
B	63	73	22	48	3 488 617
C	189	69	22	45	10 463 095
D	55	90	21	38	4 273 464
E	73	51	23	50	2 838 931
F	72	10	23	51	538 047
G	117	28	21	43	2 587 790
H	90	32	21	43	2 274 980
I	19	47	23	41	803 517
J	60	25	23	41	1 349 693
TOTAL					32 073 667

6.2.1.2. Reservas Remanentes

Del total de volumen de petróleo en el yacimiento Mirador Sur 32 073 667 Stb se le resto la producción acumulada hasta la fecha actual 3 092 219 Stb, quedando finalmente las reservas existentes no desarrolladas hasta el momento de 28 981 448 Stb.

Este volumen de petróleo in situ no será extraído en su totalidad ya que depende del mecanismo de impulsión del yacimiento y el entrampamiento del reservorio para finalmente calcular el factor de recuperación del reservorio al límite económico.

Tabla 5. RESERVAS REMANENTES

RESERVAS REMANENTES			
BLOQUES	VOLUMEN ORIGINAL IN SITU (STB)	ACUMULADA (STB)	REMANENTES (STB)
BLOQUE A	3 455 533	47 033	3 408 500
BLOQUE B	3 488 617	66 496	3 422 121
BLOQUE C	10 463 095	2 678 084	7 785 011
BLOQUE D	4 273 464	205 713	4 067 751
BLOQUE E	2 838 931	71 951	2 766 980
BLOQUE F	538 047		538 047
BLOQUE G	2 587 790		2 587 790
BLOQUE H	2 274 980	14 217	2 260 763
BLOQUE I	803 517	8 725	794 792
BLOQUE J	1 349 693		1 349 693
TOTAL	32 073 667	3 092 219	28 981 448

6.2.1.3. Factor De Recuperación (FR)

El yacimiento Mirador Sur presenta mecanismo de impulsión de gas en solución según la variación de la línea de producción hasta la fecha actual. (Fig. 17), es decir solo se recuperará entre el 8 al 18% del total del volumen de petróleo in situ según la orientación de los estratos y el contenido de gas que se tiene en las arenas abiertas.

El factor de recuperación actual es de 10%; este porcentaje no se debería considerar final ya que no se tiene todas las arenas de la Formación Salina Mogollón abiertas en producción.

El factor de recuperación o factor de recobro varía en rangos amplios debido a los mecanismos de empuje natural que tenga el reservorio es así que se puede tener los siguientes factores para empuje de agua 35-45%, para casquete de gas 18-32%, y gas en solución 8-18%,

$$FR (actual) = \frac{Producción\ Acumulada}{POIS}$$

FR : Factor de recuperación actual

Producción Acumulada : Acumulado de crudo hasta la fecha actual

POIS : Petróleo Original in situ del bloque

Reemplazando en la fórmula:

$$FR = 3\,092\,219 / 32\,073\,667$$

$$FR = 0.10$$

6.2.1.4. Recuperación Final (EUR)

Finalmente la recuperación final de la formación Salina Mogollón en el Yacimiento Mirador Sur es de 4 MM STB de petróleo al límite económico (hasta llegar a 1 bbl/d por pozo) con un factor de recuperación de 13%, esto corrobora el mecanismo de impulsión del reservorio es decir el mecanismo de gas en solución ya que está en un rango de 8 a 18% estandarizado para los reservorios según este tipo de mecanismo.

$$EUR = P. Acum. + Reservas$$

EUR: Recuperación Final.

Tabla 6. RECUPERACIÓN FINAL DE HIDROCARBUROS HASTA EL LÍMITE ECONÓMICO

RECUPERACIÓN FINAL DE HIDROCARBUROS			
BLOQUES	PRODUCCIÓN ACUMULADA (STB)	Reservas (STB)	RECUPERACIÓN FINAL (STB)
BLOQUE A	47 033	6 768	53 801
BLOQUE B	66 496	36 991	103 487
BLOQUE C	2 678 084	853 484	3 531 568
BLOQUE D	205 713	50 665	256 378
BLOQUE E	71 951	38 496	110 447
BLOQUE F			
BLOQUE G			
BLOQUE H	14 217	3 811	18 028
BLOQUE I	8 725		8 725
BLOQUE J			
TOTAL	3 092 219	990 215	4 082 434

6.2.2. Método 2 – Balance De Materia

6.2.2.1. Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Hidrocarburos

A partir del análisis de PVT en laboratorio del pozo 13062 se obtuvieron parámetros físicos de fluidos para el Yacimiento Mirador Sur los cuales se emplearon en el Método de Balance de Materia(Método 2) para corroborar el cálculo de volumen de petróleo (método 1).

Se emplea este método a partir de registros, datos de cores, presión de fondo y mapas estructurales.

Una vez obteniendo todos esos datos de la petrofísica y parámetros PVT se reemplazan en la EBM (Ecuación de Balance de Materia).

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_o - W_p B_{wi}) - G_{inj} B_{inj} - W_{inj} B_{wi}}{(B_o - B_i) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p}$$

N= Petróleo inicial in situ

N_p= Producción acumulada de petróleo (STB)

B_o= Factor volumétrico de formación de petróleo (bbl/STB)

Δ*p* = Diferencia en la presión del reservorio =P_i- P (psia)

R_p= Ratio acumulado de gas-petróleo (scf/STB)

R_s= Solubilidad del gas (Scf/ STB)

R_{si}= Solubilidad del gas inicial (Scf/ STB)

B_g= Factor volumétrico de formación de gas (bbl/scf)

W_o= Afluencia de agua acumulada (bbl)

W_p= Producción de agua acumulada (bbl)

B_{wi}= Factor volumétrico de formación de agua inicial (bbl/STB)

G_{inj}= Inyección de gas acumulada (scf)

W_{inj}= Inyección de agua acumulada (STB)

B_{inj}= Factor volumétrico de formación de gas de inyección de gas (bbl/scf)

B_{oi}= Factor volumétrico de formación inicial de petróleo (bbl/STB)

m= Relación de volumen original de gas entre volumen original de petróleo (bbl/bbl)

B_g= Factor volumétrico de formación de gas (bbl/scf)

B_{gi}= Factor volumétrico de formación de gas inicial (bbl/scf)

S_{wi}= Saturación de agua inicial

C_f= Compresibilidad del volumen poroso (formación) (psi-1)

Cw= Compresibilidad del agua (Psi-1)

Tabla 7. PARAMETROS PARA EL CALCULO DE BALANCE DE MATERIA DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR

BALANCE DE MATERIA	DATOS	Salina Mogollón
PRODUCCIÓN	Np (bbl)	3 092 219
	Wp (bbl)	300 000
	Ginj	2 190 000
PVT	Pi (psia)	1624
	Pact (psia)	357
	Boi	1.1829
	Bo act (bbl/stb)	1.1829
	Bgi (ft3/scf 10-3)	9.0
	Bg act (ft3/scf 10-2)	4.4
	Bginj (bbl/scf)	0.02
	Bw (bbl/STB)	1
	Rsi cal (scf/stb)	338
PETROFÍSICA	Rs act (scf/stb)	57
	m (bbl/bbl)	1
	Cf (psi-1 10-6)	3.5
	Cw (psi-1 10-6)	3.0
	Swi (%)	47
	Rp	2

Finalmente reemplazando en la Ecuación de Balance de Materia se tiene que en la estimación de Reservas con el Método 2 es de:

Tabla 8. ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO IN SITU POR EL MÉTODO BALANCE DE MATERIA

N (STB)	32,387,739
FR Act.	10%

6.2.2.2. Resultados

Tanto la estimación del volumen de hidrocarburo en el reservorio por el método Volumétrico como por el método de Balance de Materia resultaron similares, logrando obtener mayores

reservas con el Método de Balance de Materia, finalmente este método se utilizó para corroborar el cálculo realizado con el Método Volumétrico.

Los resultados comparativos desde el Método Volumétrico (Método 1) y el Método de Balance de Materia (Método 2) para el volumen de hidrocarburo en el reservorio son:

Tabla 9. RESULTADO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PETRÓLEO EN EL YACIMIENTO MIRADOR SUR

FM. SALINA MOGOLLÓN	
Método Volumétrico (STB)	Método Balance de Materia (STB)
32,073,667	32,387,739

Se corroboró finalmente que si existen reservas de hidrocarburos económicamente rentables, realizados por el Método Volumétrico y comprobadas por el Método de Balance de Materia; que el petróleo Original Insitu es de 32 MM STB.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS

- Se obtuvo según la evaluación geológica realizada y la caracterización del reservorio que las arenas 12, 14, 15 y 17 de la Fm. Salina Mogollón son de mayor contenido de arenas saturadas de hidrocarburos; demostrándose la Hipótesis General.
- Se determinó que existen reservas de hidrocarburos en el Yacimiento Mirador Sur; los cuales se calculó que contienen 32 MM STB de petróleo insitu y las reservas económicamente recuperables hasta el límite económico son de 4 MM STB de petróleo; demostrándose la Hipótesis Específica.

7.2. CONCLUSIONES

- Según la caracterización del reservorio las arenas más productivas saturadas de hidrocarburos son ss12, 14, 15 y 17 de la Formación Salina Mogollón; se determinó que son las de mejores características petrofísicas, esto demostró la hipótesis general y cumplió el objetivo general de realizar la evaluación geológica completa para la Formación Salina Mogollón.
- Se estimó que el petróleo Original in situ por el Método Volumétrico en el Yacimiento Mirador Sur es de 32 MM STB con un factor de recuperación actual de 10% y la recuperación final es de 4 MM STB hasta el límite económico con un factor de

recuperación final de 13% en el reservorio, esto demostró la hipótesis específica y cumplió el objetivo específico.

7.3. RECOMENDACIONES

- Al lector que esté interesado por conocer el rubro geológico petrolero para la estimación de reservas de hidrocarburos.
- A los geólogos que quieran tomar el presente estudio como referencia para seguir el proceso similar para sus investigaciones.
- A las universidades que quieran usar este aporte como modelo para la enseñanza.
- A los interesados que quieran utilizar como aporte para continuar con la investigación, por ejemplo para recomendar ubicaciones de los próximos pozos petroleros en la zona.

7.4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. **Glosario Técnico Bolivia; 2017. pp 3000.**
- Alberto Malinvero. **Introduction to Downhole Logging; 2001. pp 145.**
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. **Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México; 2007. pp 80.**
- Chavez M. y Rodríguez F. **Revisión del Modelo Depositional de la Formación Mogollón, Área Peña Negra Costa-Afuera y su Implicancia Económica, INGEPET; 2002.**
- Craft B.C and M. Hawkins. **Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second Edition; 2002. pp 226.**
- Debra Hidley. **The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. Publication N°4; 2007.**
- Freddy Humberto Escobar Macualo. **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos; 2007. Pp 338.**
- Gamero H. **Sistemas Depositionales, Informe Interno Schlumberger; 2005.**
- Gonzales E. y Alarcón P. **Potencial Hidrocarburífero de la Cuenca Talara, INGEPET 2002.**
- Halliburton. **Resistividad de Registro; Edition Piedemonte; (2009. pp 104.**
- INGEPET, Publicación. Bocanegra J. **Caracterización de la Arena SS13 de la Formación Salina Mogollón del Yacimiento Mirador Sur; 2014.**

- Montoya A. **Proyecto de Recuperación de Reservas Remanentes en el Lote IX, Cuenca Talara; 2006.**
- Marín J. y Bustamente E. **Modelo Sedimentológico- estratigráfico de las Unidades Basal Salina y San Cristóbal en el área de Reventones, Peña Negra y Taimán, Lote X, Cuenca Talara; 2004.**
- Perupetro. **Tumbes and Talara Basins Hydrocarbon Evaluation; 2005. pp 128.**
- Perupetro. **Mapa de Lotes Noroeste Cuencas Sedimentarias; 2016.**
- Pluspetrol. **Reporte Cuenca Talara; 2002.**
- Schlumberger. **Principios /Aplicaciones de la interpretación de Registros; 2003. pp 320.**
- Seferino Yesquen. **Ingeniería de Reservorios; 2004. pp 400**
- Thomas W. Engler. **Gamma Ray Log; 2008. pp 120**
- Tarek Ahmed. **Reservoir Engineering; 2006. pp 580**
- Tarek Ahmed. **Reservoir Engineering Handbook; 2004. pp 1377**
- William Mc Cain. **The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition; 2003. pp 584.**

ANEXO

ANEXO 1.1: CRONOGRAMA

		2015												2016					
		SEP	OCT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV		
		09	10	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11		
1. Recopilación y Evaluación de Información	100%																		
1.1 Recopilar y analizar información	100%																		
1.2 Actualizar la información	100%																		
1.3 Sumario y Antecedentes	100%																		
2. Reconocimiento Geológico de Campo	100%																		
2.1 Ubicación de zona de estudio	100%																		
2.2 Accesibilidad	100%																		
2.3 Monitoreo a pozos productores	100%																		
3. Metodología de la Investigación	100%																		
3.1 Situación Problemática	100%																		
3.2 Formulación del Problema	100%																		
3.3 Objetivos de la Investigación (generales y específicos)	100%																		
3.4 Justificación de la Investigación	100%																		
3.5 Hipótesis	100%																		
4. Metodología del Trabajo	100%																		
4.1 Metodología para el estudio	100%																		
5. Marco Teórico	100%																		
5.1 Marco Regional de la Cuenca Talara	100%																		
5.2 Estratigrafía	100%																		
5.3 Geología Estructural	100%																		
6. Geología del Lote III	100%																		
6.1 Estratigrafía y Geología Estructural	100%																		
6.2 Geología de los Hidrocarburos del Lote III	100%																		
6.3 Glosario	100%																		
7. Desarrollo Experimental	100%																		
7.1 Modelo Sedimentario de la Formación Salina Mogollón	100%																		
7.2 Analisis estratigráfico y estructural	100%																		
7.3 Analisis Petrofísico	100%																		
7.3 Resultados	100%																		
8. Caracterización del Reservorio	100%																		
8.1 Arenas de la Formación Salina Mogollón	100%																		
9. Geología Económica	100%																		
9.1 Análisis del Reservorio	100%																		
10. Reservas de la Fm. Salina Mogollón en Z. de Estudio	100%																		
10.1 Calculo de reservas del Yacimiento	100%																		
10.2 Resultados de la evaluación	100%																		
10.3 Reservas desarrolladas, remanentes y FR	100%																		
10.4 Recuperación final al límite económico	100%																		
11. Conclusiones y Recomendaciones	100%																		
11.1 Comprobación de hipótesis	100%																		
11.2 Conclusiones	100%																		
11.3 Recomendaciones	100%																		

ANEXO 1.1 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

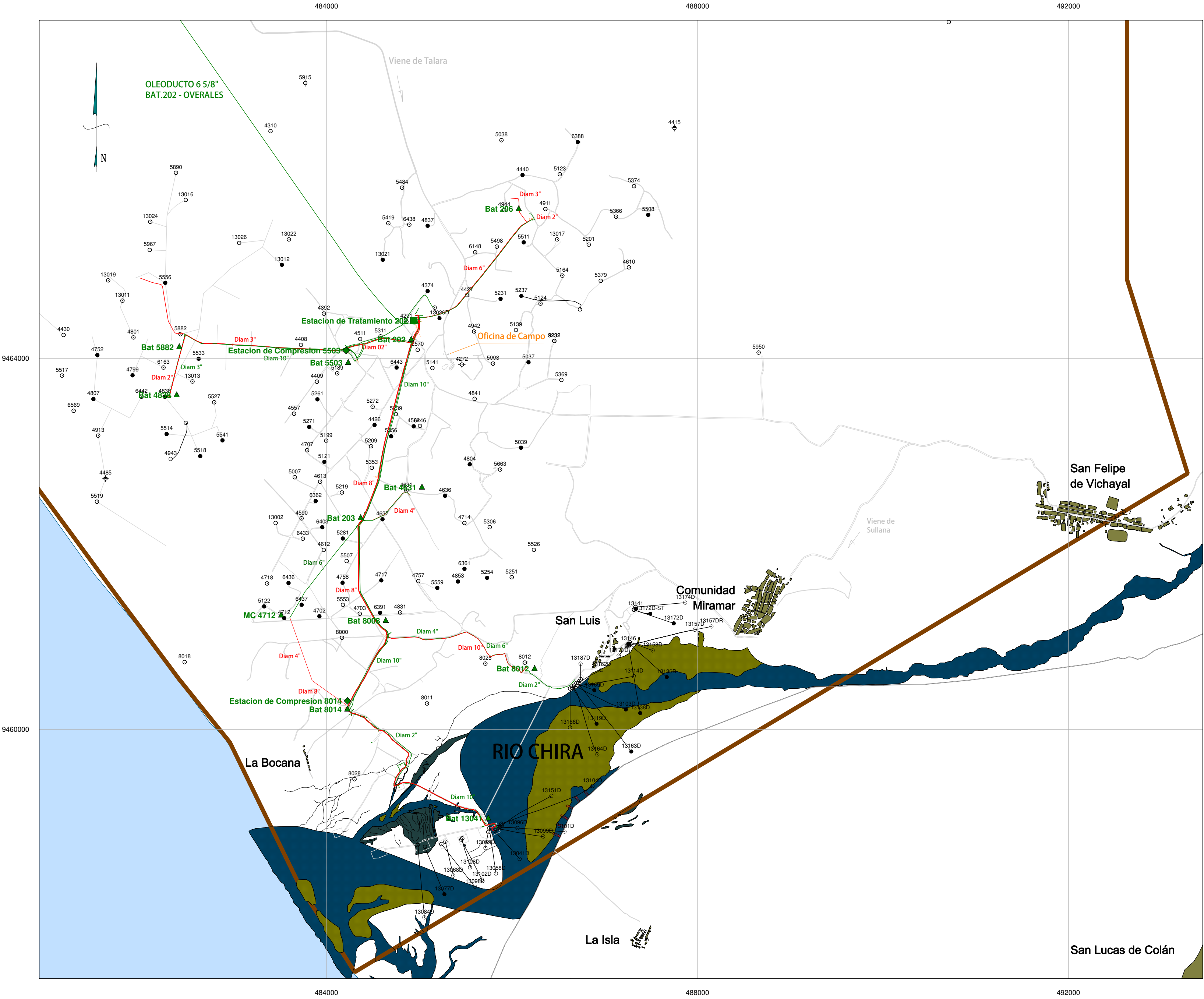
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	S/. COSTO UNITARIO	S/. COSTO TOTAL
RESPUESTOS Y ACCESORIOS			
Laptop Sony Vaio	01 unidad	4 800.00	4 800.00
Calculadora Casio	01 unidad	80.00	80.00
PAPELERIA EN GENERAL, UTILES Y MATERIALES DE OFICINA			
Papel Bond A4	4 mill	18.00	72.00
Lapicero	06 unidades	3.00	18.00
Corrector	03 unidades	4.00	12.00
Resaltador	04 unidades	5.00	20.00
SERVICIOS Y VIAJES			
Viaje en Avión	05	500.00	2 500.00
Viaje en bus	03	130.00	390.00
Servicio Telefonía e internet	14 meses	120.00	1 680.00
PAPELERÍA Y ACABADOS			
Impresiones	2 500 hojas	0.10	250.00
Anillado	2 unidad	2.00	4.00
Empastado	1 unidad	15.00	15.00
TOTAL S/.			9 840.00

ANEXO 2.1: ASIGNACIÓN DE RPI DE POZOS PERFORADOS EN EL YACIMIENTO MIRADOR SUR

No	POZO	FECHA	ACEITE	AGUA	GOR	PRUEBA	METODO	CHOKE	PRESION		
			(bls)	(bls)	Scf/Bls	(horas)			TUBOS	FORROS	Linea
1	13108D	08-jun-10	106	8	NR	24	TF	3/8"	110	10	
2	13151D	28-may-10	131	204	NR	24	TF	5/16"	160	15	
3	13101D	12-dic-99	498	0	NR	24	CF	3/8"	240	60	
4	13102D	02-mar-10	281	32	2781	24	F	3/8"	125	55	
5	13041D	16-jul-08	721	0	NR	24	CF	3/8"		820 / 580	
6	13047	23-nov-08	186	0	1012	24	TF	3/8"	170	Pkr	100
7	13062	24-dic-08	22	22	NR	24	PUG				
8	13058D	28-dic-08	807	0	379	24	CF	5/16"	-	540	190
9	13059D	23-nov-08	422	0	1867	24	TF	3/8"	220	Pkr	100
10	13077D	28-dic-08	121	0	NR	24	TF	3/8"	180	Pkr	110
11	13048	28-dic-08	141	0	5350	24	TF	3/8"	450	Pkr	280
12	13065	04-ene-09	96	8D	NR	24	TF	3/8"	90	10	
13	13099D	28-dic-08	508	0	930	24	TF	3/8"	330	Pkr	220
14	13098D	28-dic-08	393	0	377	24	TF	3/8"	390	Pkr	190
15	13096D	28-dic-08	827	75	510	24	TF	3/8"	490	Pkr	250
16	13068D	03-mar-09	1145	0	705	24	TF	3/8"	440	Pkr	300
17	13084D	25-jun-11	ATA								
18	13104D	24-ago-10	58	0	NR	24	TF	3/8"	20	10	

Fuente: GMP

ANEXO 2.2: ACCESIBILIDAD ZONA YACIMIENTO MIRADOR SUR



LEYENDA

FACILIDADES DE PRODUCCION

- TYPE
- 1 Estac. Tratamiento
 - 2 Estac. Compresion
 - 3 Bateria
- Lineas de Gas
- Lineas de Petroleo
- Pozos desviados
- Trayectoria de desviacion
 - Pozos desviados - locacion
- Estado del Pozo
- APA
 - ATA
 - DPA
 - F
 - PU
 - SB
- VIAS DE ACCESO
- Accesos
 - Carretera

Tramo	Extensión (m)
Talara - Oficina de Campo	38,549.40
Oficina de Campo - Estac. de Tratam. 202	992.00
Oficina de Campo - Vichayal	6,659.00
Miramar - San Luis	2,258.00

Name	COORDENADAS (WGS 84)	
	Northing	Easting
Estacion de Tratamiento 202	9,464,408.10	484,939.10
Estacion de Compresion 5503	9,464,086.10	484,210.20
Estacion de Compresion 8014	9,460,307.10	484,225.60
Bat 206	9,465,612.20	486,072.60
Bat 5503	9,463,954.60	484,232.90
Bat 4631	9,462,609.40	485,029.00
Bat 5882	9,464,123.00	482,411.70
Bat 4838	9,463,605.00	482,383.50
Bat 202	9,464,204.20	484,913.30
Bat 203	9,462,279.90	484,367.80
Bat 8008	9,461,171.90	484,638.40
MC 4712	9,461,349.70	483,592.20
Bat 8012	9,460,653.30	486,243.10
Bat 8014	9,460,215.90	484,224.30
Bat 13041	9,459,039.50	485,743.60

Tramo	Diámetro	Tipo	Extensión (m)
BAT.206 - BAT.202 (Va a Tratador)	6	Petróleo	1,982.00
BAT.203 - BAT.202 (Va a Tratador)	10	Petróleo	2,341.00
BAT.5503 - DUCTO 06" BAT.5882	3	Petróleo	189.00
BAT.4838 - DUCTO 06" BAT.5882	3	Petróleo	691.00
BAT.5882 - DUCTO 10" BAT.202	6	Petróleo	2,508.00
BAT.202 - DUCTO 06" BAT.5882	3	Petróleo	29.00
BAT.4631 - DUCTO 10" BAT.203	3	Petróleo	642.00
BAT.8012 - DUCTO 10" BAT.203	6	Petróleo	1,312.00
BAT.8008 - DUCTO 06" BAT.203	3	Petróleo	12.90
BAT.8008 - DUCTO 10" BAT.203	6	Petróleo	1,320.00
BAT.203 - DUCTO 10" BAT.203	3	Petróleo	25.20
BAT.8012 - DUCTO 06" (BAT.8014-BAT.8008)	6	Petróleo	1,800.00
BAT.8014 - DUCTO 06" (BAT.8008-BAT.203)	4	Petróleo	927.00
BAT.13041 - DUCTO 6" BAT.8014	6	Petróleo	2,584.00
BAT.8014 - BAT.202 (frente a compresores)	6	Petróleo	4,448.00
SAN LUIS - BAT.8012	2	Petróleo	581.00
PLATAFORMA 13103D - BAT.8012	2	Petróleo	581.00
BAT.4838 - BAT.5882	2	Petróleo	686.00
BAT.8014 - BAT.8008	3	Petróleo	822.00
BAT.8008 - BAT.203	6	Petróleo	1,340.00
BAT.4712 - BAT.203	6	Petróleo	1,325.00
BAT.4631 - BAT.203	3	Petróleo	631.00
BAT.203 - BAT.202	10	Petróleo	2,322.00
BAT.4838 - BAT.5882	3	Petróleo	701.00
BAT.5882 - BAT.202	6	Petróleo	2,307.00
BAT.5503 - BAT.202	3	Petróleo	200.00
BAT.206 - BAT.202	6	Petróleo	860.00
BAT.13041 - BAT.8014	6	Petróleo	2,600.00
BAT.8014 - BAT.202	6	Petróleo	4,000.00
BAT.8012 - BAT.5008	6	Petróleo	1,637.00
BAT.202 - Overales	6	Petróleo	19,977.00

Tramo	Diámetro	Tipo	Extensión (m)
SAN LUIS - BAT.8012	3	Gas	581.00
PLATAFORMA 13103D - BAT.8012	2 3/8	Gas	581.00
BAT.13041 - EC.8014	10	Gas	2,584.00
EC.8014 - MGL.13041	4	Gas	2,584.00
BAT.8012 - EC.8014	10	Gas	2,665.00
EC.8014 - MGL.13163	3	Gas	3,246.00
BAT.8012 - San Luis II	3	Gas	581.00
BAT.206 - E.C.206	4	Gas	350.00
BAT.4838 - BAT.5882	4	Gas	696.00
BAT.5882 - EC.5503	6	Gas	2,508.00
BAT.5503 - EC.5503	4	Gas	200.00
BAT.202 - EC.5503	6	Gas	550.00
BAT.4631 - BAT.203	4	Gas	637.00
BAT.203 - BAT.8008	8	Gas	1,320.00
BAT.8008 - MS.8014	8	Gas	885.00
BAT.8014 - MS.8014	6	Gas	60.00
BAT.4712 - BAT.8014	4	Gas	1,100.00

ANEXO 3.1: TOPES ESTRATIGRÁFICOS DEL YACIMIENTO MIRADOR SUR

DETALLE ARENAS DE FORMACIÓN SALINA MOGOLLÓN PARA CADA POZO

POZO	FORMACIÓN	N° Arenas	TOPE	BASE	GROSS	TD
13047	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3800
			300	2030	1730	
			2030	2290	260	
			2290	2420	130	
			2420	2501	81	
			2501	2557	56	
		Ss2	2557	2584	27	
		Ss3	2584	2602	18	
		S6	2602	2636	34	
		Ss5	2636	2663	27	
		Ss6	2663	2699	36	
		Ss7	2699	2715	16	
		Ss8	2715	2746	31	
		Ss9	2746	2769	23	
		Ss10	2769	2799	30	
		Ss11	2799	2845	46	
		Ss12	2845	2873	28	
		S5	2873	2905	32	
		Ss14	2905	2943	38	
		Ss15	2943	2962	19	
		Ss16	2962	2992	30	
		Ss17	2992	3022	30	
		Ss18	3022	3129	107	
		S4	3129	3405	276	
		S3	3405	3505	100	
		S2	3505	3780	275	
		S3	3780			
	BALCONES					
13048	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3116
			300	2050	1750	
			2050	2209	159	
			2209	2515	306	
			2515	2557	42	
			2557	2596	39	
			2596	2620	24	
		Ss2	2620	2647	27	
		Ss3				

		S6	2647	2683	36	
		Ss5	2683	2727	44	
		Ss6	2727	2751	24	
		Ss7	2751	2774	23	
		Ss8	2774	2793	19	
		Ss9	2793	2815	22	
		Ss10	2815	2835	20	
		Ss11	2835	2885	50	
		Ss12	2885	2922	37	
		S5	2922	2949	27	
		Ss14	2949	2984	35	
		Ss15	2984	3003	19	
		Ss16	3003	3025	22	
		Ss17	3025	3060	35	
		Ss18	3060			
		S4				
13062	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0 290 2150 2340 2780 2785 2839 2867 2867 2892 2892 2928 2940 2963 2963 3095 3095 3243 3359 3359 3710	290 2150 2340 2780 2785 2839 2867 2892 2928 2940 2963 3095 3243 3359 3710	290 1860 190 440 5 54 28 25 36 12 23 132 148 116 351	3825
	BALCONES					
13065D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0 300 2360 2635 2900 3002 3057 3085 3125 3125	300 2360 2635 2900 3002 3057 3085 3125 3140	300 2060 275 265 102 55 28 41 15	4783
		Ss2				
		Ss3				
		S6				

		Ss5	3140	3161	21	
		Ss6	3161	3197	36	
		Ss7	3197	3320	123	
		Ss8	3320	3350	30	
		Ss12	3350	3375	25	
		S5	3375	3399	24	
		Ss14	3399	3424	25	
		Ss15	3424	3456	32	
		Ss16	3456	3485	29	
		Ss17	3485	3508	23	
		Ss18	3508	3600	92	
		S4	3600	3864	264	
		S2	3864			
	BALCONES					
13041D	ALUVIAL		0	180	180	3710
	MIRADOR		180	300	120	
	CHIRA –		300	1860	1560	
	VERDUN		1860	2105	245	
	TALARA SHALE		2105	2520	415	
	PALEGREDA		2520	2532	12	
	SALINA		2532	2560	28	
	MOGOLLON		2560	2598	38	
		Ss3	2598	2616	18	
		S6	2616	2628	12	
		Ss5	2628	2657	29	
		Ss6	2657	2674	17	
		Ss7	2674	2711	37	
		Ss8	2711	2737	26	
		Ss9	2737	2762	25	
		Ss10	2762	2812	50	
		Ss11	2812	2839	27	
		Ss12	2839	2879	40	
		S5	2879	2910	31	
		Ss14	2910	2927	17	
		Ss15	2927	2953	26	
		Ss16	2953	2992	39	
		Ss17	2992	3100	108	
		Ss18	3100	3383	283	
		S4	3383	3572	189	
		S3				
		S2	3572			

13058D	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0 290 2271 2480 2689 2722 2750 2750 2795 2813 2840 2840 2870 2870 2901 2936 2936 2970 2996 2996 3050 3076 3076 3108 3145 3145 3155 3181 3181 3233 3233 3344 3595 3595 3780 3780 3997	290 2271 2480 2689 2722 2750 2795 2813 2840 2870 2901 2936 2970 2996 3050 3076 3108 3145 3155 3181 3233 3344 3595 3780 3997	290 1981 209 209 33 28 45 18 27 30 31 35 34 26 54 26 32 37 10 26 52 112 251 185 217	4450
	BALCONES					
13059D	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON	Ss2 Ss3 S6 Ss5 Ss6 Ss7 Ss8 Ss9 Ss10 Ss11 Ss12	0 300 2024 2310 2445 2498 2544 2545 2597 2623 2658 2658 2694 2711 2736 2761	300 2024 2310 2445 2498 2544 2545 2597 2623 2658 2694 2711 2736 2761	300 1724 286 135 53 46 1 53 26 35 36 17 25 25	3371

		S5	2761	2785	24	
		Ss14	2785	2834	49	
		Ss15	2834	2867	33	
		Ss16	2867	2904	37	
		Ss17	2904	2936	32	
		Ss18	2936	2952	16	
		S4	2952	2977	25	
		Ss17	2977	3013	36	
		Ss18	3013	3036	23	
		Ss15	3036	3063	27	
		S3	3063	3089	26	
		Ss18	3089	3120	31	
			3120	3131	11	
			3131			
13068D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3460
			300	2450	2150	
			2450	2600	150	
			2600	2820	220	
			2820	2945	125	
			2945	2983	38	
		Ss2	2983	2986	3	
		Ss3	2986	3016	30	
		S6	3016	3056	40	
		S5	3056	3091	35	
		Ss14	3091	3116	25	
		Ss15	3116	3133	17	
		Ss16	3133	3161	28	
		Ss17	3161	3195	34	
		Ss18	3195	3272	77	
		S4	3272			
		S3				
13077D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3754
			300	2458	2158	
			2458	2760	302	
			2760	3047	287	
			3047	3224	177	
			3224	3269	45	
		Ss2	3269	3315	46	
		Ss3	3315	3350	35	
		S6	3350	3372	22	
		Ss5	3372	3390	18	

		Ss6	3390	3426	35	
		Ss7	3426	3455	29	
		Ss8	3455	3478	23	
		Ss9	3478	3501	23	
		Ss10	3501	3525	24	
		Ss11	3525	3550	25	
		Ss12	3550	3586	36	
		S5	3586	3616	30	
		Ss14	3616	3660	44	
		Ss15	3660	3674	14	
		Ss16	3674	3697	23	
		Ss17	3697	3724	27	
		Ss18	3724			
		S4				
13084D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	4500
			300	2590	2290	
			2590	2840	250	
			2840	3850	1010	
			3850	4014	164	
			4014	4059	46	
		Ss2	4059	4098	38	
		Ss3	4098	4122	24	
		S6	4122	4157	35	
		Ss5	4157	4174	17	
		Ss6	4174	4205	32	
		Ss7	4205	4300	95	
		Ss8	4300	4351	51	
		Ss12	4351	4376	25	
		S5	4376	4403	28	
		Ss14	4403	4430	26	
		Ss15	4430	4447	18	
		Ss16	4447	4454	6	
		Ss17	4454	4479	25	
		Ss18	4479			
		S4				
13096D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3246
			300	2195	1895	
			2195	2364	169	
			2364	2430	66	
			2430	2465	35	
			2465	2498	33	
			2498	2540	42	
		Ss2				

		Ss3	2540	2554	14	
		S6	2554	2585	31	
		Ss5	2585	2618	33	
		Ss6	2618	2650	32	
		Ss7	2650	2664	14	
		Ss8	2664	2694	30	
		Ss9	2694	2718	24	
		Ss10	2718	2747	29	
		Ss11	2747	2794	47	
		Ss12	2794	2830	36	
		S5	2830	2860	30	
		Ss14	2860	2894	34	
		Ss15	2894	2911	17	
		Ss16	2911	2932	21	
		Ss17	2932	2980	48	
		Ss18	2980	2998	18	
		S4	2998	3024	27	
		Ss16	3024	3048	24	
		Ss17	3048	3075	27	
		Ss18	3075	3087	12	
		S3	3087			
		Ss17				
13098D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3930
			300	2620	2320	
			2620	2950	330	
			2950	3130	180	
			3130	3330	200	
			3330	3376	46	
		Ss2	3376	3395	19	
		Ss3	3395	3450	55	
		S6	3450	3476	26	
		Ss5	3476	3493	17	
		Ss6	3493	3525	32	
		Ss7	3525	3542	17	
		Ss8	3542	3570	28	
		Ss9	3570	3593	23	
		Ss10	3593	3630	37	
		Ss11	3630	3665	35	
		Ss12	3665	3665	0	
		S3	3665	3699	34	
		S5	3699	3726	27	
		Ss14	3726	3766	40	
		Ss15	3766	3780	14	

		Ss16 Ss17 Ss18 S4	3780 3815 3850	3815 3850	35 35	
13099D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON	Ss3 S6 Ss5 Ss6 Ss7 Ss8 Ss9 Ss10 Ss11 Ss12 S5 Ss14 Ss15 Ss16 Ss17 Ss18 S4 S3 S2	0 300 2320 2470 2737 2739 2772 2780 2788 2797 2845 2845 2878 2879 2905 2933 2933 2970 2999 3023 3070 3070 3084 3104 3104 3142 3250 3530	300 2320 2470 2737 2739 2772 2780 2788 2797 2845 2878 2879 2905 2933 2970 2999 3023 3070 3084 3104 3142 3250 3530	300 2020 150 267 2 33 8 8 9 48 34 1 26 28 37 29 24 47 14 20 38 108 280	3642
13101D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON	S6 Ss5 Ss9 Ss10 Ss11 Ss12	0 300 2720 2860 3360 3444 3469 3489 3512 3550 3578 3625	300 2720 2860 3360 3444 3469 3489 3512 3550 3578 3625	300 2420 140 500 84 25 20 23 39 27 47 35	4146

		S5	3660	3682	22	
		Ss14	3682	3720	38	
		Ss15	3720	3744	24	
		Ss16	3744	3769	25	
		Ss17	3769	3800	31	
		Ss18	3800	3905	105	
		S4	3905			
		S3				
13102D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0	300	300	3584
			300	2390	2090	
			2390	2680	290	
			2680	2945	265	
			2945	3015	70	
			3015	3056	41	
		Ss6	3056	3140	84	
		Ss7	3140	3180	40	
		Ss11	3180	3237	57	
		Ss12	3237	3264	27	
		S5	3264	3288	24	
		Ss14	3288	3316	28	
		Ss15	3316	3342	26	
		Ss16	3342	3365	23	
		Ss17	3365	3402	36	
		Ss18	3402	3468	66	
		S4	3468			
		S3				
13104D	ALUVIAL CHIRA - VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA S6 SALINA MOGOLLON		0	320	320	5183
			320	3060	2740	
			3060	3580	520	
			3580	3985	405	
			3985	3985	0	
			3985	3993	8	
			3993	4016	23	
			4016	4072	56	
		Ss5	4072	4116	44	
		Ss6	4116	4142	26	
		Ss7	4142	4168	25	
		Ss8	4168	4203	35	
		Ss9	4203	4255	52	
		Ss10	4255	4275	19	
		Ss18	4275	4293	18	
		S4	4293	4326	34	
		Ss16				

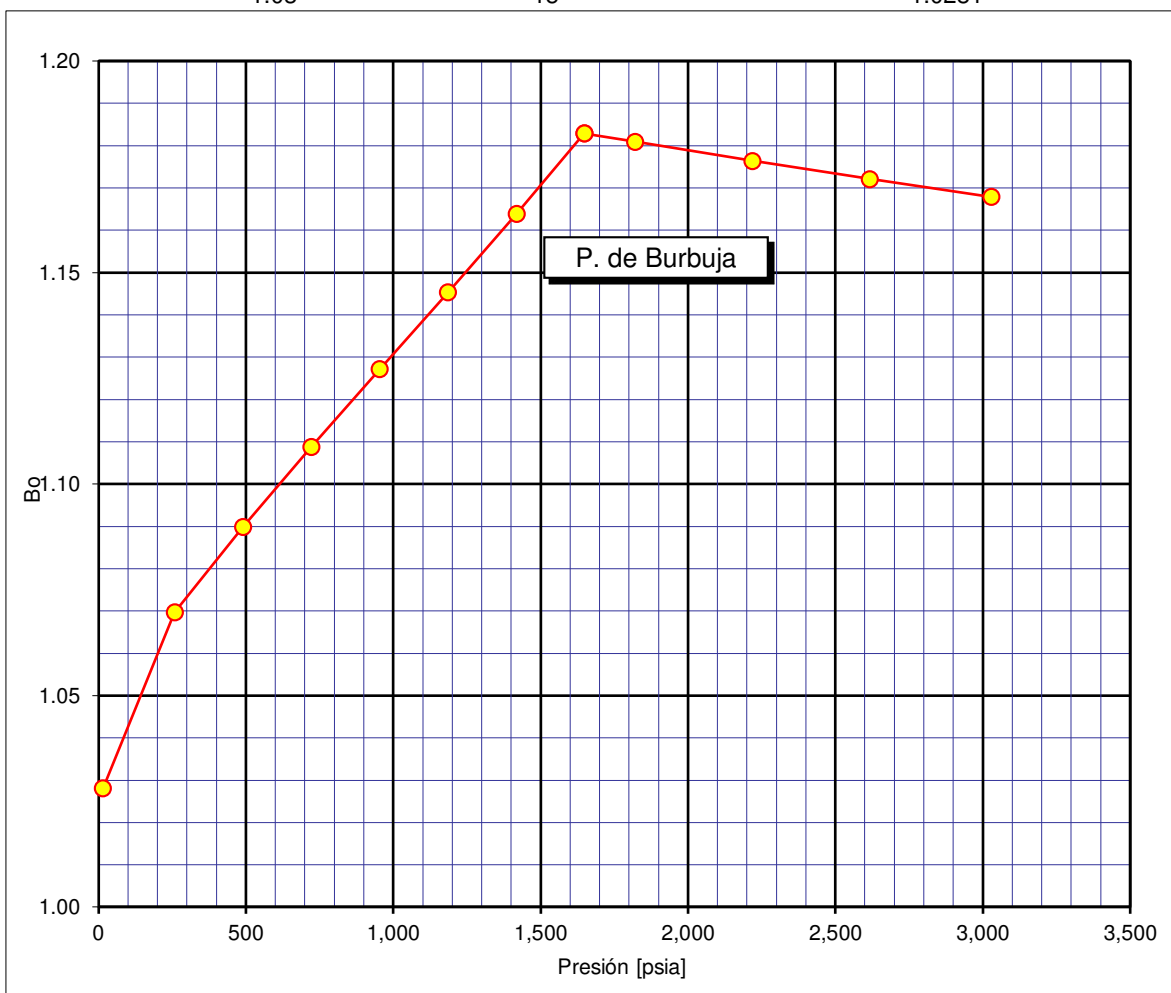
		Ss17	4326	4366	40	
		Ss18	4366	4375	9	
		S3	4375	4404	29	
		Ss14	4404	4432	28	
		Ss15	4432	4470	38	
		Ss16	4470	4507	36	
		Ss17	4507	4523	16	
		Ss18	4523	4576	53	
		Ss17	4576	4666	90	
		Ss18	4666	4960	294	
		S2	4960			
	BALCONES					
13108D	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA SALINA MOGOLLON		0 300 2276 2540 2683 2735 2781 2825 2854 2891 2924 2940 2965 2965 2992 3016 3075 3100 3135 3164 3183 3206 3236 3319	300 2276 2540 2683 2735 2781 2825 2854 2891 2924 2940 2965 2992 3016 3075 3100 3135 3164 3183 3206 3236 3319	300 1976 264 143 52 46 44 29 37 34 16 25 26 25 59 25 35 29 19 23 30 83	3402
13151D	ALUVIAL CHIRA – VERDUN TALARA SHALE PALEGREDA		0 300 2370 2610 2835	300 2370 2610 2835 2837	300 2070 240 225 2	4506

	SALINA MOGOLLON		2837	2875	38	
		Ss2	2875	2925	50	
		Ss3	2925	2982	57	
		S6	2982	3029	47	
		Ss5	3029	3055	26	
		Ss6	3055	3092	36	
		Ss7	3092	3109	17	
		Ss8	3109	3135	26	
		Ss9	3135	3164	29	
		Ss10	3164	3199	35	
		Ss11	3199	3253	54	
		Ss12	3253	3290	37	
		S5	3290	3312	22	
		Ss14	3312	3362	49	
		Ss15	3362	3381	20	
		Ss16	3381	3403	21	
		Ss17	3403	3440	37	
		Ss18	3440	3478	38	
		S4	3478	3507	28	
		Ss16	3507	3533	26	
		Ss17	3533	3563	30	
		Ss18	3563	3575	12	
		S3	3575	4065	490	
		Ss18	4065			
	BALCONES					

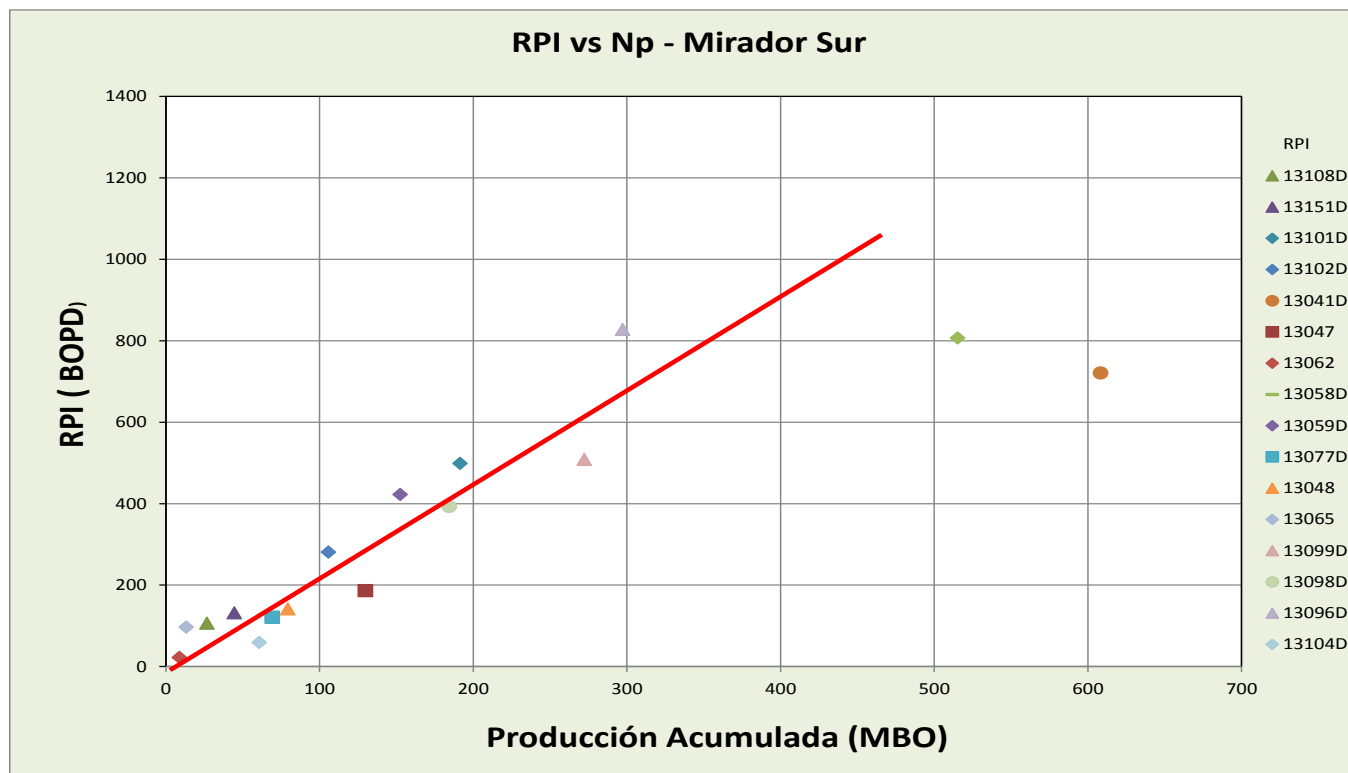
ANEXO 3.2: DATOS PVT OBTENIDOS DE POZO 13062

Expansión a Masa Constante @ 118.2°F Factor de Volumen del Petróleo (Bo)

	Presión		Factor de Volumen
	[Kg/cm ²] _{abs}	[psia]	Bo
	212.97	3,029	1.1679
	183.97	2,617	1.1721
	155.97	2,218	1.1764
	127.97	1,820	1.1809
Pb	115.85	1,648	1.1829
	99.67	1,418	1.1638
	83.37	1,186	1.1453
	67.07	954	1.1272
	50.77	722	1.1089
	34.47	490	1.0899
	18.17	258	1.0697
	1.03	15	1.0281



ANEXO 5.1: CURVA RPI vs PRODUCCIÓN ACUMULADA



Fuente: GMP

FOTOS



Acceso afirmado predomina material arcilloso donde se dirige desde zona de Negritos hasta Miramar para cruzar el Río Chira donde se encuentra la zona de estudio, los pozos existentes en el Yacimiento Mirador Sur.



El panorama presenta el Río Chira, acceso a los pozos perforados del Yacimiento Mirador Sur, al otro lado del río se ubican los pozos, el acceso es con bote.



Acceso afirmado después de cruzar el río Chira que lleva a los pozos perforados en el Yacimiento Mirador Sur.



Tanques de pozos en Producción del Yacimiento Mirador Sur, donde almacenan el petróleo y gas que producen los pozos perforados.



Tanque de almacenamiento total de petróleo de los 18 pozos en producción del yacimiento Mirador Sur.



Conteo de la producción diaria de petróleo almacenada en tanques de producción, esto se contabiliza durante el día 2 veces cada 12 horas para realizarle el seguimiento de la producción de los pozos perforados.



La formación Lutitas de Talara visible dentro de la zona del Lote III, a 2 km del desvío a Miramar, obsérvese la coloración marrón.



Panorama de la Formación Chira al este del desvío a Miramar, mostrando la coloración gris de las lutitas y en la parte superior la formación Mirador donde predomina arenisca de grano fino a medio, ambos pertenecen al grupo Lagunitos de origen Marino.



Formación Verdún cerca de carretera acceso a Miramar, muestra el paquete de lutitas intercalados con areniscas.



Formación Mirador, obsérvese la intercalación de arenisca con lutitas, zona Talara a Negritos.